

**EVALUACIÓN DE POLÍTICAS ENERGÉTICAS PARA LA SOSTENIBILIDAD
ECONÓMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A RED DE LA
CIUDAD DE BARRANQUILLA**

Ing. SONNI ALEXANDER TRONCOSO MENDOZA

**UNIVERSIDAD DE LA COSTA, CUC
POSGRADOS MAESTRÍA EN INGENIERÍA
MODALIDAD INVESTIGATIVA
BARRANQUILLA, COLOMBIA**

2018

**EVALUACIÓN DE POLÍTICAS ENERGÉTICAS PARA LA SOSTENIBILIDAD
ECONÓMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A RED DE LA
CIUDAD DE BARRANQUILLA**

Ing. SONNI ALEXANDER TRONCOSO MENDOZA

Trabajo de grado para optar al título de:

Magíster en Ingeniería

Tutor: MSc. Adalberto Ospino Castro

Cotutor: MSc. Melisa Acosta Coll

UNIVERSIDAD DE LA COSTA, CUC

POSGRADOS MAESTRÍA EN INGENIERÍA

MODALIDAD INVESTIGATIVA

BARRANQUILLA, COLOMBIA

2018

Nota de aceptación

Jurado

Jurado

Barranquilla, Junio 26 del 2018

Agradecimientos

A Dios.

Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A mis padres.

Por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido desarrollar este proyecto. ¡Gracias a ustedes!

Al. Dr. Tito José Crissien Borrero, rector del alma máter Universidad de la Costa por todo el gran apoyo y por otorgar la beca que permitió iniciar los estudios de maestría en ingeniería que hoy culminan con la entrega de este documento.

Finalmente, a mis tutores y a la comunidad educativa de la Universidad de la Costa, los maestros, aquellos que marcaron cada etapa de mi camino universitario, y que me ayudaron en asesorías y dudas presentadas en la elaboración de la tesis.

«I can do all things through Christ who strengthens me»



Resumen

En este proyecto se analizarán las políticas energéticas asociadas a la generación de energía renovable para determinar la que ofrezca mayor retorno a la inversión al usuario que instale tecnologías de generación renovable en la ciudad de Barranquilla de la región Caribe colombiana. Este proyecto está dividido en tres fases: la primera es la caracterización energética. Esta fase consta de la documentación de parámetros que intervienen en la generación fotovoltaica, en la que se determinan los valores y consideraciones que se tomarán al momento de desarrollar la evaluación del potencial de producción de energía en la zona de estudio, la segunda fase. Se realiza teniendo en cuenta las condiciones climáticas de la ciudad de Barranquilla y un análisis técnico de los elementos necesarios para el arreglo fotovoltaico. Finalmente, la tercera fase consta en la selección de los marcos regulatorios aplicados a nivel mundial para la venta de excedentes de energía generados con paneles fotovoltaicos y la evaluación de estas bajo tres modalidades de inversión económica para determinar cuál presenta mayor tasa de retorno a la inversión en la ciudad de Branquilla. Esta investigación demuestra que la instalación fotovoltaica de 5 KWp, complementada con la política Net Metering para la venta de excedentes de energía y una modalidad de participación económica, 60% financiado, 30% subvencionado a fondo perdido y un 10% de parte del cliente, presenta una buena adaptabilidad por su mejor tasa de retorno a la inversión con un porcentaje final de 21,61% y una utilidad de USD 52.373,06 evaluado a 25 años de vida útil.

Palabras clave: Política energética, arreglo fotovoltaico, energía renovable, tasa de retorno a la inversión.

Abstract

This project will analyze the energy policies associated with the renewable energy generation to determine the one that offers the greatest return on investment to the user that installs renewable generation technologies in Barranquilla city of Colombian Caribbean region.

This project is divided into three phases: the first is the energy characterization. This phase consists of the documentation of parameters involved in the photovoltaic generation, in which the values and considerations that will be taken when developing the evaluation of the energy production potential in the study area, the second phase, are determined. It is done considering the climatic conditions of Barranquilla city and a technical analysis of the elements necessary for the photovoltaic array. Finally, the third phase consists in the selection of the regulatory frameworks applied worldwide for the sale of surplus energy generated with photovoltaic panels and the evaluation of these under three modalities of economic investment to determine which has a higher rate of return on investment. in Barranquilla city. This research shows that the photovoltaic installation of 5 KWp, complemented by the Net Metering policy for the sale of surplus energy and a form of economic participation, 60% financed, 30% subsidized non-recoverable and 10% from the client, it has a good adaptability due to its better rate of return on investment (IRR) with a final percentage of 21.61% and a profit of USD 52,373.06 evaluated at 25 years of useful life.

Keywords: Energy policy, photovoltaic arrangement, renewable energy, rate of return on investment.

Contenido

Lista de tablas y figuras	9
Tablas.....	9
Figuras.....	10
Introducción	12
1. Planteamiento del problema.....	13
1.1. Formulación del problema	14
2. Objetivos.....	15
2.1. Objetivo general.....	15
2.2. Objetivos específicos.	15
3. Justificación	16
4. Alcance	18
5. Fundamentación teórica.....	19
5.1. Marco conceptual.....	19
5.1.1. Potencial de energía.	19
5.1.2. Modelos energéticos.	32
5.2. Marco normativo.....	36
5.3. Financiación de Proyectos Renovables en Colombia	39
6. Estado del arte.....	44
7. Metodología	49
8. Desarrollo.....	51
8.1. Caracterización energética y Evaluación del potencial de generación fotovoltaico.....	51
8.1.1. Caracterización del potencial energético fotovoltaico	51

8.1.2. Pronóstico de generación fotovoltaica de acuerdo con las condiciones climáticas de la ciudad.	55
8.1. Análisis Técnico.....	63
8.1.1. Equipos utilizados y características	63
8.2. Selección y evaluación de las políticas energéticas	65
8.2.1. Evaluación del 1° Escenario - 1 KW	69
8.2.2. Evaluación del 2° Escenario - 3 KW	77
8.2.3. Evaluación del 3° Escenario - 5 KW	84
8.2.4. Venta de excedentes de energía en Colombia - Resolución 030 de 2018	93
9. Conclusiones	97
9.1. Trabajos futuros	100
Referencias.....	102
ANEXOS	111
Anexo 1.	111
Anexo 2.	113

Lista de tablas y figuras**Tablas**

Tabla 5.1. Reflectancia de superficies.	27
Tabla 6.2. Políticas aplicadas a nivel internacional	45
Tabla 8.3. Ángulo de inclinación óptimo de aprovechamiento Horas Pico Sol (HSP).	52
Tabla 8.4. Promedio Horas Solar Pico (HSP) al día de la ciudad de Barranquilla	53
Tabla 8.5. Promedio diario de radiación solar global media ($W \cdot h/m^2$) 2009-2014	53
Tabla 8.6. Promedio horario de radiación (Wh/m^2).....	54
Tabla 8.7. Promedio de temperatura máxima en Barranquilla.	55
Tabla 8.8. Potencia de generación 1° escenario.....	59
Tabla 8.9. Estimación de energía mensual generada en el 1° escenario.....	60
Tabla 8.10. Potencia de generación 2° escenario.....	61
Tabla 8.11. Estimación de energía mensual generada en el 2° escenario.....	61
Tabla 8.12. Potencia de generación 3° escenario.....	62
Tabla 8.13. Estimación de energía mensual generada en el 3° escenario.....	62
Tabla 8.14. Características del módulo solar.	63
Tabla 8.15. Características inversor.....	64
Tabla 8.16. Evaluaciones de escenarios instalados.....	92
Tabla 8.17. Mejor escenario vs Resolución 030	96

Figuras

Figura 5.1. Radiación solar media en Colombia.....	21
Figura 5.2. Esquema del efecto fotovoltaico	22
Figura 5.3. Declinación magnética	25
Figura 5.4. Orientación panel solar.....	25
Figura 5.5. Fracción irradiación difusa/Global frente al índice de claridad	29
Figura 6.6. Países con políticas de fuentes renovables de energía.....	46
Figura 7.7. Matriz metodológica.....	50
Figura 8.8. Radiación diaria global, Estación. Las Flores	53
Figura 8.9. Panel solar	63
Figura 8.10. Inversor Infinisolar V	64
Figura 8.11. Gráfica Net Metering 1 KW, 1° Modalidad.	70
Figura 8.12. Gráfica Net Metering 1 KW, 2° Modalidad.	71
Figura 8.13. Gráfica Net Metering 1 KW, 3° Modalidad.	72
Figura 8.14. Gráfica Net Billing 1 KW, 1° Modalidad.....	74
Figura 8.15. Gráfica Net Billing 1 KW, 2° Modalidad.....	75
Figura 8.16. Gráfica Net Billing 1 KW, 3° Modalidad.....	76
Figura 8.17. Gráfica Net Metering 3 KW, 1° Modalidad.	78
Figura 8.18. Gráfica Net Metering 3 KW, 2° Modalidad.	79
Figura 8.19. Gráfica Net Metering 3 KW, 3° Modalidad.	80
Figura 8.20. Gráfica Net Billing 3 KW, 1° Modalidad.....	81
Figura 8.21. Gráfica Net Billing 3 KW, 2° Modalidad.....	82
Figura 8.22. Gráfica Net Billing 3 KW, 3° Modalidad.....	83

Figura 8.23. Gráfica Net Metering 5 KW, 1° Modalidad.	85
Figura 8.24. Gráfica Net Metering 5 KW, 2° Modalidad.	86
Figura 8.25. Gráfica Net Metering 5 KW, 3° Modalidad.	87
Figura 8.26. Gráfica Net Billing 5 KW, 1° Modalidad.....	89
Figura 8.27. Gráfica Net Billing 5 KW, 2° Modalidad.....	90
Figura 8.28. Gráfica Net Billing 5 KW, 3° Modalidad.....	91
Figura 8.29. Net Metering 5KWp, tercera modalidad económica y precio de bolsa KWh.	95

Introducción

La generación de energía eléctrica a través del uso de fuentes renovables de energía se hace cada día más común, brindando la oportunidad de combatir el calentamiento global por la no contaminación del medio ambiente y la posibilidad de autoabastecimiento desde pequeñas cargas y viviendas completas. A nivel internacional existen y se aplican políticas energéticas que permiten también realizar inyecciones a la red, lo cual permite entrar al mercado de la energía eléctrica, supliendo no solo necesidades propias sino también brindando oportunidad de uso de la energía generada a otros usuarios.

Mediante este estudio se realizará una identificación de las políticas energéticas implementadas a nivel mundial para la selección de las adaptables a la ciudad de Barranquilla, considerando el estado actual de la generación renovable residencial en la región. Para lo cual se realizarán los estudios de potencial de generación energético solar, teniendo en cuenta las consideraciones climáticas propias de las variables que intervienen directamente en la generación de energía con ayuda de los paneles solares como lo son, la temperatura, la radiación solar y las horas solar pico (HSP) de la ciudad objetivo; el estudio técnico correspondiente a los elementos directamente involucrados en el arreglo fotovoltaico para conocer sus características eléctricas, además de las consideraciones de espacio; y por último una selección de las políticas energéticas aplicadas a nivel internacional que puedan tener aplicación a nivel nacional en la ciudad estudiada, y con esto una evaluación económica de las políticas energéticas seleccionadas que puedan tener aplicación en la ciudad estudiada evaluando el retorno a la inversión.

1. Planteamiento del problema

En los últimos años a nivel internacional y nacional la tendencia del crecimiento del consumo de la energía eléctrica es bastante significativa por el incremento de edificaciones, población, empresas, necesidades propias de cualquier ente o entidad para funcionar correctamente, lo que hace necesariamente obligatorio el aumento de energía generada para cumplir con tal demanda, en ocasiones también a la instalación de sistemas generadores de energía con base a recursos renovables asociados a una modernización del modelo de distribución y administración del sistema energético que disminuyan el impacto ambiental, la utilización de los recursos naturales no renovables con la aplicación de técnicas modernas para el uso de recursos. Debido a la posibilidad de uso de la energía generada por fuentes renovables se puede brindar una alternativa con menos impacto a nivel ambiental para el consumo energético en zonas urbanas y una alternativa a la problemática presentada con el actual proveedor de energía, con el cual la inestabilidad del servicio ha sido una constante.

A nivel Nacional, Colombia cuenta con leyes que apoyan y fomentan el uso de las fuentes renovables de energía, como lo son: la Ley 788 de 2002, 939 de 2004 y la 1715 de 2014, para lograr un mayor impacto en la generación de energía renovable. Además, a nivel internacional existen unas políticas energéticas aplicadas en algunos países a nivel residencial, como lo son la medición neta, la Feed in Tariff (FiT) la *Renewable Portfolio Standards*.

Sin embargo, en Colombia hasta el momento no se ha establecido un marco regulatorio para la aplicación de las fuentes renovables de energía, y actividades como la instalación de estas a nivel residencial y la venta de esta energía generada con tecnología renovable. Por lo cual se plantea el siguiente interrogante:

1.1. Formulación del problema

¿Cuál es la política energética de las utilizadas a nivel internacional que tiene mayor aplicabilidad según la tasa de retorno a la inversión al usuario que instale tecnologías de generación renovable fotovoltaica en la ciudad de Barranquilla a nivel residencial urbano?

2. Objetivos

2.1. Objetivo general.

Determinar la política energética con mayor retorno a la inversión para la generación solar en zonas residenciales de la ciudad de Barranquilla.

2.2. Objetivos específicos.

Caracterizar el potencial energético fotovoltaico en la zona de estudio donde se emplazará el proyecto.

Pronosticar la generación fotovoltaica considerando las condiciones climáticas de la ciudad objetivo.

Analizar técnicamente el sistema de generación fotovoltaica para el abastecimiento de energía eléctrica a la población objetivo.

Evaluar las políticas energéticas para la generación solar en zonas residenciales de la ciudad de Barranquilla.

3. Justificación

La generación eléctrica con base en las energías renovables permite alcanzar un mejoramiento del abastecimiento energético y posibilidad de llegar a la autosostenibilidad. Además, la instalación de equipos de electrónica de potencia que permita conocer el flujo de potencia en ambas direcciones e interconectarse a la red eléctrica cuando requiera debido a escasez de energía almacenada o venta a la red de los excedentes generados de manera automatizada, abren al campo de la investigación la posibilidad de brindar soluciones energéticas a nivel residencial, industrial y comercial.

Sin embargo, a nivel mundial estas implementaciones han traído consigo la obligatoriedad de parte de los entes eléctricos de cada país, establecer lineamientos que se deben seguir para un crecimiento homogéneo, con oportunidades para todos. Casos en los que se hace mención de las llamadas políticas energéticas y los marcos regulatorios. Las cuales han sido implementadas en cada país teniendo en cuenta la situación de las fuentes renovables y el uso que se les ha dado para lograr la autosostenibilidad e independencia de la red, para convertirse en un ente activo y brindar a la red energía que sería vendida según la política implementada.

A nivel nacional, Colombia ha emitido leyes que brindan incentivos económicos para la implementación de energía renovable, tal como la Ley 1715 de 2014, pero no existe un marco regulatorio que permitan o haga una evaluación del impacto de la generación a nivel residencial para establecer cuál sería el modelo con mejor adaptación a la actualidad de las energías renovables en Colombia.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, iniciamos esta investigación cuya finalidad es realizar una identificación de las políticas energéticas aplicadas alrededor del mundo para

determinar cuál puede presentar mejor adaptación a las necesidades energéticas a nivel residencial en la ciudad de Barranquilla con la aplicación de tecnología renovable solar, que de igual manera presente una alta tasa de retorno a la inversión.

Este estudio proporcionará a nivel metodológico un aporte al sector energético del país y el fundamento teórico para futuras aplicaciones en otras ciudades.

4. Alcance

En la presente investigación se realiza una evaluación de las políticas energéticas aplicadas a nivel internacional que puedan adaptarse a las condiciones de la ciudad de Barranquilla presente en la región caribe colombiana, además de un análisis económico partiendo de tres modalidades, la primera con la inversión de fondos propios, la segunda con una financiación completa por parte de una entidad bancaria y la tercera modalidad considerando porcentaje financiado con fondos propios, por una entidad y subvencionado a fondo perdido. Este análisis económico se realiza con el objetivo de encontrar el punto de quiebre económico, es decir, al año en el cual se encuentra el retorno a la inversión y los beneficios a un plazo de 25 años por ser la vida útil del elemento principal de la instalación, el panel solar. Por lo tanto, los resultados serán aplicables solo a la ciudad de Barranquilla y no a la capacidad de generación de las demás ciudades de Colombia, sin embargo, puede ofrecer una mejor visión para la venta de energía fotovoltaica aplicables a ciudades con condiciones climáticas parecidas como lo son las de la región caribe.

5. Fundamentación teórica

Este proyecto de investigación se fundamenta en dos ejes temáticos: Modelos energéticos y Potencial energético, los cuales permitirán definir cuáles son los parámetros que serán estudiados y comparados para identificar el mejor modelo económico o el que se ajusta de mejor manera a la situación actual en la región caribe colombiana.

5.1. Marco conceptual

Para total entendimiento de las temáticas relacionadas con la investigación realizada se hace necesaria la revisión de los conceptos propios de cada eje temático, por lo cual a continuación se hace una revisión conceptual de estos.

5.1.1. Potencial de energía.

Uno de los puntos iniciales de cualquier uso de fuentes renovables de energía que desee implementarse es conocer cuál es el potencial energético de la zona, lo cual se puede evidenciar si se realiza un estudio de los factores considerados críticos para la producción de energía y posterior a esto, determinar o estimar el porcentaje o nivel de alimentación de las cargas de una vivienda.

A continuación, una breve descripción de las características que intervienen en la potencia energética solar escogida para ser utilizadas en el sistema de generación a evaluar, para obtener más claridad de su impacto y funcionamiento:

Radiación solar

La radiación del sol es de $63,450,720 \text{ W/m}^2$, sin embargo el sol la emite en todas las direcciones, en efecto, la constante solar representa la energía media que en la capa más externa de la atmósfera llega, 1353 W/m^2 , teniendo en cuenta que por distintos factores tampoco es la radiación que llega a la superficie del suelo (Rey López y Vergara Barrios 2012).

El Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia (IDEAM), facilita un Atlas de radiación solar en Colombia, a través del cual se puede realizar la identificación de las zonas con mayor impacto de estas y que pueden ser explotadas para lograr el mejor desempeño de la generación de energía a través del recurso solar. De la *Figura 5.1* se puede destacar la alta radiación que se presenta prácticamente en todo el largo y ancho de la región caribe también en el este del país los departamentos del Vichada y sobre todo en Arauca.

De lo que se puede observar del mapa de radiación media solar, indica que la radiación media de la región caribe varía entre 5 kWh/m^2 hasta alcanzar en algunos sitios específicos de La Guajira y otros departamentos valores de 7 kWh/m^2 , lo cual demuestra el alto potencial que existe en la región con los valores más altos de todo el país, mostrando teóricamente el atractivo de la región el aprovechamiento de un recurso como el sol para la generación de energía.

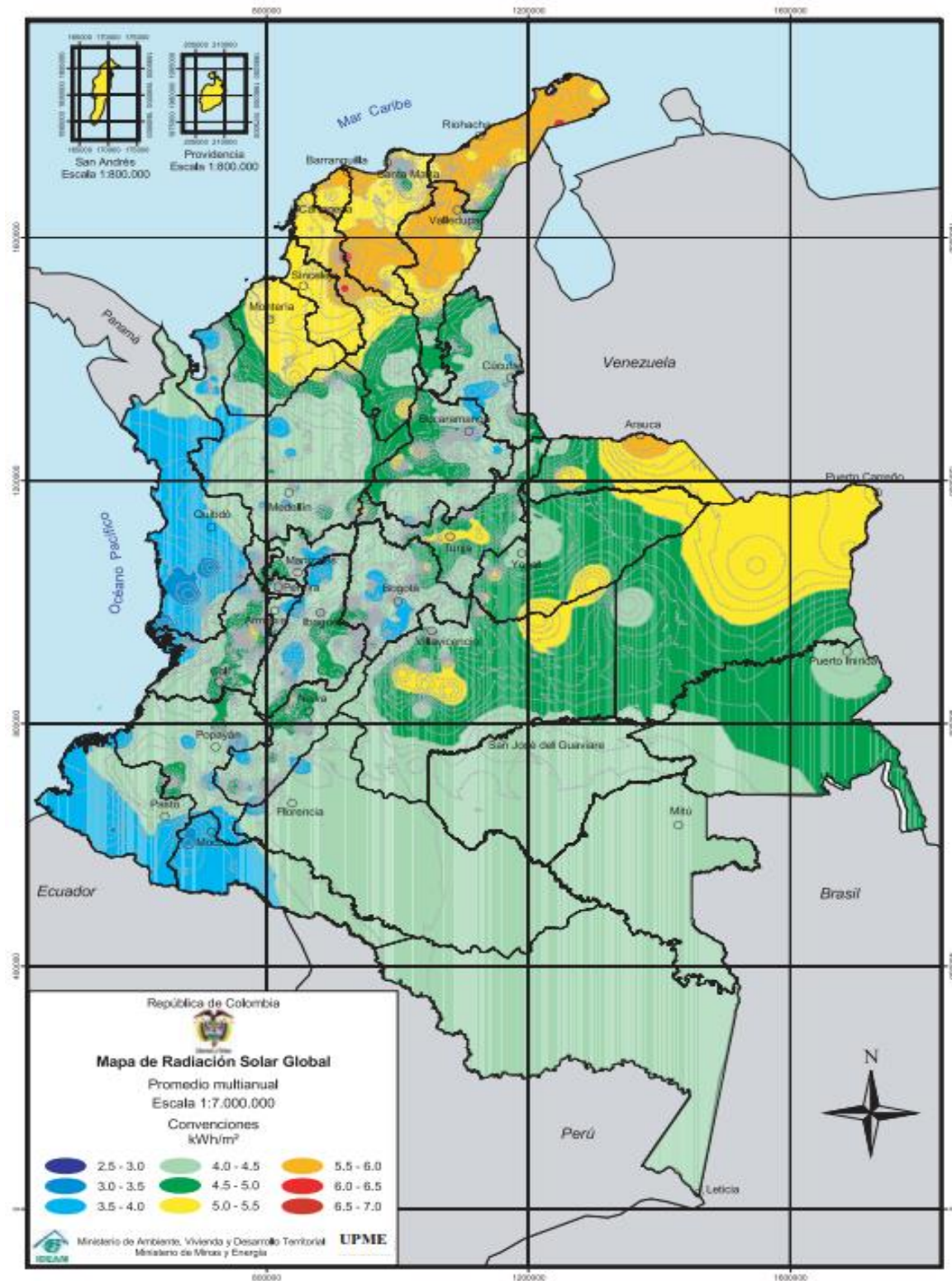


Figura 5.1. Radiación solar media en Colombia

Fuente: Atlas de viento y la energía eólica en Colombia. IDEAM. 2006

Energía fotovoltaica.

El aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica se logra con la ayuda de paneles solares, los cuales cuentan con unos elementos llamados celdas fotovoltaicas, encargadas de realizar la conversión de la energía luminosa a corriente eléctrica lo cual se conoce como efecto fotovoltaico. Explicado de manera sencilla el efecto fotovoltaico no es más que la incidencia de la radiación solar sobre las celdas, constituidas de silicio y otro material semiconductor, las cuales absorben parte de los fotones del sol, y estos a su vez generan la liberación de un electrón en el interior del material produciendo un movimiento de electrones. Ambos lados de la celda se encuentran conectados por un cable eléctrico, generando de esta manera una corriente eléctrica tal como puede verse en la *Figura 5.2* (Enríquez, 2012; Ormaechea Ballesteros, 2012; Piriz, 2013).

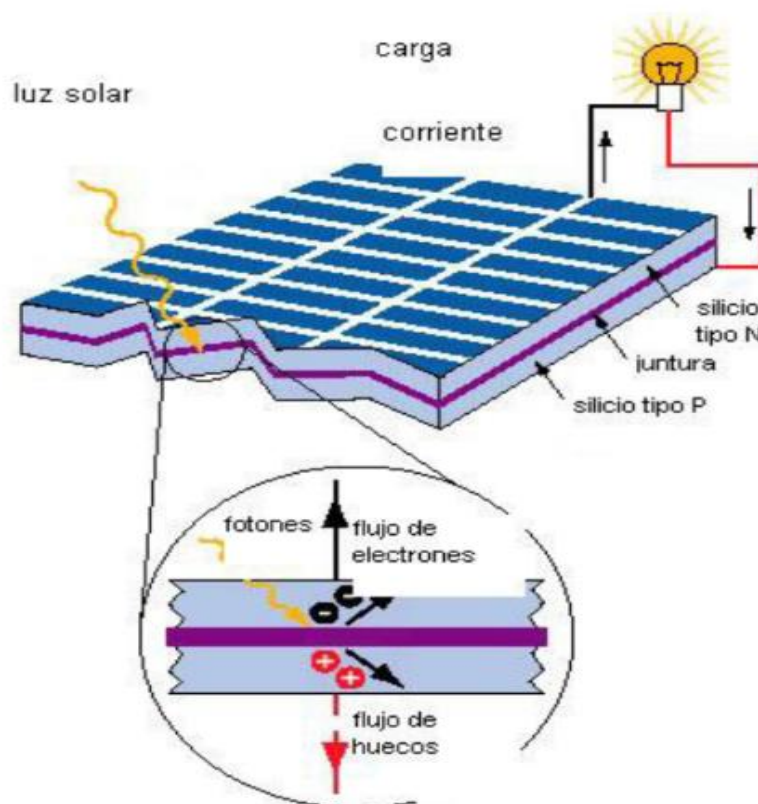


Figura 5.2. Esquema del efecto fotovoltaico
Fuente: Piriz (2013)

Módulos fotovoltaicos.

Actualmente en el mercado se pueden encontrar varios tipos de módulos fotovoltaicos, entre los que se pueden mencionar el mono cristalino, policristalino y amorfo. Definidos de esta manera por la composición con la cual cuentan sus celdas fotovoltaicas.

Para el caso de la celda monocristalina, esta posee una estructura cristalina ordenada. Se reconoce por su monocromía azulada oscura y metálica, y es obtenida del silicio puro fundido dopado con boro. La policristalina presenta una estructura ordenada por regiones separadas. Las zonas irregulares se traducen en una disminución del rendimiento. Y puede reconocerse porque en su superficie se distinguen distintos tonos de azules y grises metálicos.(Pareja A., 2010) Mientras que las amorfas presentan un alto grado de desorden y un gran número de defectos estructurales en su combinación química y cuenta además con un costo de fabricación menos costoso que las otras celdas, siendo ésta depositada en forma de lámina delgada sobre vidrio o plástico. Presenta un color homogéneo (Pareja A., 2010).

Teniendo claro esto, se conoce como módulo fotovoltaico a la unión de celdas con las mismas características, ofreciendo la oportunidad de incrementar las características eléctricas, voltaje y corriente, de los módulos. Módulos que a su vez pueden ser conectados en serie, paralelo, o pequeñas combinaciones serie-paralelo (mixtas), para formar una cadena o matriz fotovoltaica (Ortiz, 2013).

Arreglos fotovoltaicos.

La asociación de paneles solares trae consigo la capacidad de poder aprovechar la irradiación solar para generar energía eléctrica alcanzando niveles de tensión y corriente óptimos para su uso y el correcto funcionamiento de cada uno de los equipos seleccionados para conformar el sistema fotovoltaico.

La asociación de módulos fotovoltaicos puede realizarse de tres maneras: en paralelo, en serie y de manera mixta, todo esto dependiendo directamente de la necesidad energética.

En paralelo se consigue aumentar la corriente generada y se mantiene un mismo valor de tensión. Por lo que la corriente total es igual a la suma de las corrientes generadas por cada módulo. Mientras que una conexión en serie causa aumento en la tensión manteniendo el mismo valor de corriente generada. La tensión total es igual a la suma de las tensiones generadas por cada módulo, o suponiendo que los módulos tienen las mismas características, sería el producto de la tensión que genera cada módulo por la cantidad de módulos instalados (Pareja A., 2010). Y por último mixto, que no es más que una combinación de conexiones en serie y paralelo para alcanzar niveles más altos de tensión y de corriente.

Orientación e inclinación.

Para la instalación de sistemas fotovoltaicos existen dos tipos de soportes, los soportes fijos también conocidos como pasivos y los seguidores. Los soportes fijos que ocupan poco espacio sin embargo brindan a los módulos una sola inclinación y orientación. Los seguidores, pueden ser de eje azimutal o un solo eje de movimiento, este-oeste, o de dos ejes de movimiento, conocido como azimutal y elevación (norte-sur) permitiendo así que en todo momento haya obtención de la mayor cantidad de radiación posible.

Se define la orientación como el ángulo de desviación respecto al sur geográfico de una superficie. El sur geográfico real no debe confundirse con el sur magnético (Pareja A., 2010).

Debido a la inclinación de la Tierra la localización del Norte verdadero no es exactamente lo que nosotros conocemos como el norte (0 grados), el cual lo podemos ubicar con el uso de la brújula, el cual es conocido también como norte magnético. A esta diferencia entre el norte verdadero y el norte magnético se le conoce como declinación magnética, *Figura 5.3*.

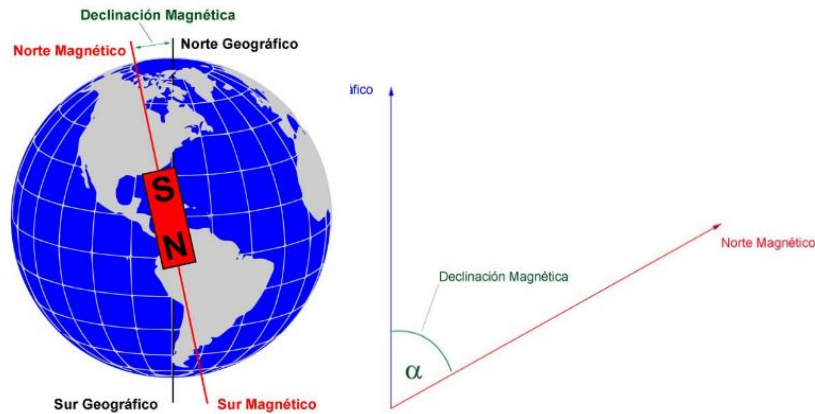


Figura 5.3. Declinación magnética
Fuente: Sail & Trip (2018)

Tal como puede verse en la *Figura 5.4*, como norma general se debe saber que los módulos fotovoltaicos deben orientarse hacia el sur, ya que nos encontramos situados en el hemisferio norte.

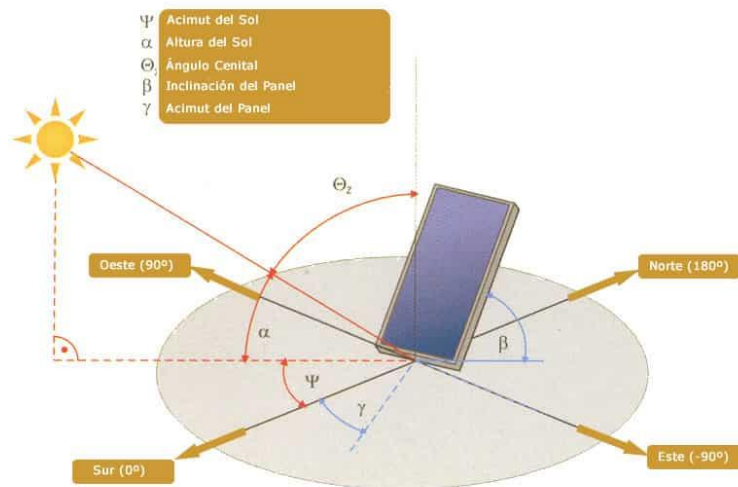


Figura 5.4. Orientación panel solar
Fuente: SunFields(2017)

El Grupo de Coordinación de SGR en su proyecto estándar (2015), menciona la latitud como un determinante de la inclinación que debe tener el arreglo fotovoltaico para obtener la mayor cantidad de energía del sol y poder generar la mayor cantidad de energía eléctrica posible.

Además, hace una recomendación con respecto hacia dónde deben dirigirse los paneles solares si se encuentran en el hemisferio norte o sur. La recomendación para sistemas fotovoltaicos en cuanto a la inclinación es que esta sea mínimo de 10° con respecto a la horizontal con el fin de evitar acumulación de agua o retención de materia que obstruya el paso de la luz directa (Rodríguez & Navarro, 2014).

Dado que los módulos fotovoltaicos se montan comúnmente con una inclinación fija, a menudo es necesario para estimar la insolación sobre dichas superficies inclinadas de la horizontal (Abella, 2005; Aguilera & Hontoria, 2007; Balbis, Tovar, & Balaguera, 2009). Duffie & Beckman (1980) muestran varios modelos disponibles dependiendo de la distribución de la radiación difusa. Sin embargo, se prefieren los modelos simples si los datos de entrada se derivan en sí por el modelado, tal como, por ejemplo, a partir de datos Horas de sol, utilizado por Pérez *et al.* (2001).

Se hace necesario calcular el valor de la radiación diaria media sobre la superficie inclinada, I , orientada hacia sur, con ángulo azimutal cero a partir de \bar{R} que es la radiación diaria global promedio recibida sobre un plano horizontal, aplicando un coeficiente de conversión \bar{R}_β , conocido como la insolación para superficies inclinadas, y teniendo en cuenta el factor de corrección de limpieza atmosférica, K_a , para tal fin determinar las horas pico sol de aprovechamiento de cada mes (Page, 1961). La radiación media diaria mensual sobre una superficie inclinada I vendrá dada por:

$$I = \bar{R}_\beta \cdot \bar{R} \cdot K_a$$

El factor de corrección atmosférica, según Gómez (2013) para zonas de montaña de atmósfera limpia es de 1,05, mientras que para ciudades polucionadas, este factor es de 0,95, y por último en ocasiones donde la niebla hace su aparición entonces este factor es de 0,92.

Como señaló Duffie y Beckman (1991), el método ideado por Liu & Jordan (1962) y ampliado por Klein (1977), para el caso especial de una superficie plana inclinada hacia el horizonte, para lo cual puede utilizarse la siguiente aproximación simple:

$$\bar{R}_\beta = \bar{R}_b \left[1 + \frac{\bar{R}_d}{\bar{R}} \right] + \frac{\bar{R}_d}{\bar{R}} \frac{1 + \cos \beta}{2} + \frac{1 - \cos \beta}{2} \rho$$

Donde ρ es la reflectividad de la superficie, la *Tabla 5. 1* muestra valores de algunas superficies, establecidas por Alchapar, Correa, & Cantón (2012).

Tabla 5. 1.
Reflectancia de superficies.

Materiales de Superficies	Reflectancia
Pasto	0,2
Ladrillo Rojo	0,12
Madera Lisa	0,22
Concreto	0,35
Aluminio	0,88
Pintura Negra	0,05
Pintura Blanca	0,43

Fuente: Alchapar, Correa, & Cantón (2012)

Liu & Jordan (1960) establecen la fórmula del índice de claridad, \bar{K}_T , con la relación de los promedios mensuales de la radiación difusa diaria (\bar{R}_d) y la radiación solar diaria global promedio (\bar{R}), este índice es la relación entre la radiación solar en la superficie de la Tierra y la radiación extraterrestre, da una medida de la transparencia atmosférica. De esta manera, un índice de claridad \bar{K}_T , se calcula para cada mes:

$$\bar{K}_T = \frac{\bar{R}}{\bar{R}_o}$$

Donde \bar{R}_o , se presenta en expresiones matemáticas según Duffie & Beckman (1991), Iqbal, (1983) Reddy (1987), Pérez *et al.* (2001) y Lorenzo (2005), para determinar la radiación a diversas orientaciones, teniendo en cuenta los días cerca de la mitad de cada mes para definir los valores promedio mensuales y para diferentes períodos de tiempo (Lorenzo, 2005).

$$R_o = \frac{24}{\pi} I_{sc} E_0 \left(\left(\frac{\pi}{180} \right) w_s (\text{sen} \delta \cdot \text{sen} L) + (\text{sen} w_s \cdot \cos \delta \cdot \cos L) \right)$$

Sabiendo que la constante solar, con un valor generalmente aceptado de $\gamma = 1.353 \frac{\text{Kw}}{\text{m}^2}$ (Green, Emery, Hishikawa, Warta, & Dunlop, 2015; Gueymard, 2004), puede calcularse La radiación extraterrestre sobre una superficie horizontal, como:

$$I_{sc} = 3.6\gamma \left(\frac{\text{kJ}}{\text{m}^2\text{h}} \right)$$

Duffie y Beckman (1980) establecen una expresión matemática para expresar la distancia tierra-sol, E_0 :

$$E_0 = 1 + 0.033 \cos \frac{2\pi d_n}{365}$$

Donde d_n corresponde al número del día juliano del año ($1 \leq d_n \leq 365$), variando para el 1 de enero, hasta 365 para el 31 de diciembre.

Según Bourges (1979) para calcular la declinación solar, δ , se tiene en cuenta la latitud geografía de observación, donde establece que:

$$\begin{aligned} \delta = & 0.0064979 + 0.4059059 \cos \Gamma_c + 0.0020054 \text{sen} \Gamma_c \\ & - 0.002988 \cos 2\Gamma_c + 0.0132296 \text{sen} 2\Gamma_c \\ & + 0.0063809 \cos 3\Gamma_c + 0.00350 \text{sen} 3\Gamma_c \end{aligned}$$

En este caso, Γ_c , es el ángulo diario es corregido según longitud y año:

$$d_0 = -0.5 - \frac{L}{360} - \left[\begin{array}{c} 78.8946 + 0.2422(\text{año} - 1957) \\ -0.25(\text{año} - 1957) \end{array} \right]$$

Donde:

$$\Gamma_c = (d_n - d_0)\Gamma$$

Sabiendo que:

$$\Gamma = \frac{2\pi(d_n)}{365.24}$$

Para la determinación de w_s conocido como el ángulo horario de Superficies Inclinadas hacia el Ecuador, se utiliza la expresión dada por Liu & Jordan (1962).

$$w_s = \arccos(-\tan\delta \cdot \tan L)$$

La *Figura 5.5* muestra la correlación propuesta por Collares-Pereira & Rabl (1979), que relaciona el ratio \bar{R}_d/\bar{R} frente al índice de claridad.

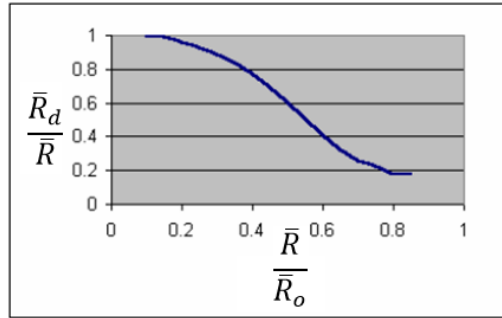


Figura 5.5. Fracción irradiación difusa/Global frente al índice de claridad
Fuente Collares-Pereira & Rabl (1979)

La expresión analítica, del modelo dado por Collares-Pereira & Rabl (1979), expresa que

$$\text{Para } \bar{K}_T \leq 0.17 \leftrightarrow \frac{\bar{R}_d}{\bar{R}} = 0.99$$

$$\text{Para } 0.17 < \bar{K}_T < 0.75 \leftrightarrow \frac{\bar{R}_d}{\bar{R}} = 1.188 - 2.272\bar{K}_T + 9.473\bar{K}_T^2 - 21.865\bar{K}_T^3 + 14.648\bar{K}_T^4$$

$$\text{Para } 0.75 < \bar{K}_T < 0.8 \leftrightarrow \frac{\bar{R}_d}{\bar{R}} = -0.54\bar{K}_T + 0.632$$

$$\text{Para } \bar{K}_T \geq 0.8 \leftrightarrow \frac{\bar{R}_d}{\bar{R}} = 0.2$$

Modelo que nos permite estimar el fraccionamiento en radiación difusa y directa para días determinados. El índice de claridad es físicamente relacionado tanto con la trayectoria de la radiación a través de la atmósfera, es decir, con el valor AM , como con la composición y el contenido de la nube de la atmósfera.

Liu y Jordan (1962) han demostrado que, con independencia de la latitud, el tiempo durante el cual la radiación fraccionada global diaria es igual o menor que un cierto valor es directamente dependiente de este parámetro. Debido a eso, \bar{K}_T puede caracterizar adecuadamente el clima solar de una ubicación particular. Esto proporciona la base para la estimación de la radiación solar en superficies inclinadas.

\bar{R}_b es la relación entre la insolación directa diaria sobre la superficie inclinada a la de la horizontal (Modi & Sukhatme, 1979). Esta última relación se aproxima por la misma proporción de los valores correspondientes extraterrestres. Para el hemisferio norte, la relación está dada por

$$\bar{R}_b = \frac{\cos(L - \beta) \cdot \cos \delta \cdot \sin w'_s + \left(\frac{\pi}{180}\right) w'_s (\sin \delta \cdot \sin(L - \beta))}{\left(\frac{\pi}{180}\right) w_s (\sin \delta \cdot \sin L) + (\sin w_s \cdot \cos \delta \cdot \cos L)}$$

El ángulo horario puesta de sol en la superficie inclinada para el día característico del mes, está dado por Liu & Jordan (1962), para el hemisferio norte como:

$$w'_s = \min\{\arccos(-\tan \delta \cdot \tan L), \arccos(-\tan \delta \cdot \tan(L - \beta))\}$$

En esta ecuación hay que evaluar los dos valores del ángulo horario en w'_s , por lo tanto, se debe tener en cuenta que:

$$w'_s > w_s \text{ Entonces } w'_s = w_s ; w'_s < w_s \text{ Entonces } w'_s = w'_s$$

Horas Solar Pico (HSP)

La radiación solar se presenta durante una parte del día, este ciclo de cantidad limitada de horas de sol, HSP es dividida por horas según la radiación y la potencia de esta. Para realizar el cálculo de la potencia solar disponible se debe disponer de las Horas Solar Pico (HSP). Una HSP equivale a 1 KW-h/m², en palabras textuales es igual a la energía recibida en una hora de irradiación de 1 KW/m² (Ladino Peralta, 2011).

De acuerdo con Restrepo (2013) matemáticamente se pueden expresar las HSP con la siguiente ecuación:

$$1 \text{ HSP} = 1 \frac{\text{KWh}}{\text{m}^2}.$$

Pérdidas de Potencia de generación

Calcular la generación de un sistema fotovoltaico debe considerar las distintas pérdidas que puedan presentarse en el mismo.

Las pérdidas que pueden considerarse para efectuar un mejor cálculo de generación energética a través de este recurso son las siguientes:

Pérdidas por polvo y suciedad: varían entre 0% y 8%. El primer caso luego de un día de lluvia, mientras que el segundo se presenta cuando el arreglo está muy sucio (Fernández, 2014).

Pérdidas por temperatura: estas pérdidas se encuentran consideradas en las Datasheet de cada equipo o panel solar en un valor porcentual. Considerando como punto de partida los valores de temperatura por encima a las condiciones de operación de óptima del panel (25°C) matemáticamente puede expresarse de la siguiente manera (Fernández, 2014; Grupo NAP, 2013):

$$\%P_{Temp} = Pp * (T_{amb} - 25^{\circ})$$

Siendo Pp : el porcentaje de pérdidas dispuesto en el Datasheet de los paneles por cada grado que exceda el valor de 25°C , considerado como el ideal para el funcionamiento del panel.

T_{amb} : la temperatura ambiente presente en el lugar de estudio.

Pérdidas por degradación del panel: el envejecimiento afecta directamente a la funcionalidad al 100% de los elementos del sistema fotovoltaico, estos poseen una vida útil que es garantizada por los fabricantes, sin embargo, aunque sea mínimo por ejemplo en los módulos de silicio, sí se presenta una disminución en la eficiencia del panel para generar energía (Grupo NAP, 2013).

5.1.2. Modelos energéticos.

Para realizar la selección del modelo o la política económica que puede implementarse en la región caribe colombiana, se hace necesario el conocimiento neto de los conceptos encerrados en las mismas políticas a nivel de funcionamiento, a continuación, se hará una conceptualización de estos para lograr dicha claridad sobre cada uno de estos:

Renewable Portfolio Standards (RPS)

Política que también es conocida como: Sistemas de cuotas, obligaciones de renovables, estándares de energía renovable o programas de certificados verdes comercializables, son ampliamente utilizados a nivel estatal en los Estados Unidos y han sido implementados en

Australia, Bélgica, Canadá, China, India, Italia, Japón, Polonia, Suecia y el Reino Unido.

Considerada por Wiser, Barbose y Holt (2011) como una política relativamente nueva con poca experiencia. Surge como una de las formas más populares de apoyo para que lo relacionado a las tecnologías de energía renovable logren un despliegue (Wiser et al., 2011), además de ser considerada por Del Carpio *et al* (2012) como un estándar que requiere un porcentaje mínimo de generación anteriormente especificado para su venta o una capacidad instalada, además de resaltar también a países como Rumania y Chile.(Del Carpio-Huayllas et al., 2012).

Los RPS según Komor (2004) se distinguen por: Asignación de la responsabilidad de cumplir el objetivo a un actor específico -como los proveedores o generadores de usuarios de electricidad; y tener una penalidad sustancial por no cumplir con el objetivo. Teniendo en cuenta que la mayoría de los RPS pueden definir el objetivo de producción de energía renovable de manera anual, lo cual podría definirse como un porcentaje de la generación total o como una nueva capacidad.

Net-metering

Política energética propuesta para la generación de energía a través de pequeñas fuentes renovables. Permite que los usuarios conectados a la red puedan consumir la energía eléctrica generada por los mismos a través de sistemas de generación renovable y también recibir una retribución económica de la energía resultante del flujo de salida y flujo de entrada, por tal motivo su nombre neto (*net*) (Del Carpio-Huayllas et al., 2012; Shivalkar, Jadhav, & Deo, 2015; Ur Rehman, Sajjad, Malik, Martirano, & Manganelli, 2017).

Para efectos de esta política, cada sistema de generación renovable requiere de la instalación de un medidor que logre registrar el flujo de electricidad en ambas direcciones (consumida de la red e inyectado a la red), lo que permite a los clientes recibir una compensación en el consumo de electricidad por la cantidad de energía generada por sus sistemas renovables. Dado el caso en el que el sistema genere más de lo que consume la vivienda, este Exceso de Generación Neta (NEG –Net Excess Generation) puede ser traspasado como crédito contra el consumo de energía en el próximo mes. En Estados Unidos el precio al cual se paga este exceso de generación es diferente en cada estado, sin embargo cabe resaltar que la mayoría de estos permiten que los generadores con paneles solares reciban el precio al por menor para la generación excedente, y si en algún momento a fin de año un cliente tiene un exceso de generación, tendrá el derecho a un reembolso equivalente al NEG en efectivo por parte de la compañía de servicios públicos (Burns & Kang, 2012)

Vieira, Shayani y De Oliveira (2016) realizan una clasificación del net metering teniendo en cuenta la forma como 49 países la adaptaron, partiendo de la valoración de la energía generada, y el lugar de instalación y utilización de los créditos. Realiza una subdivisión de los tipos de incentivos obtenidos de la valoración de la energía generada en: Por el precio al por menor, Por el precio al por mayor, Por el costo de la energía evitada y Por un valor nulo; De igual manera una clasificación según el lugar donde se instalará y la forma de consumir los créditos generados: Net metering Convencional, Net metering Virtual, Net metering Agregado y Net metering Comunitario.

Feed-in tariff (FiT)

Conocida como una política energética en la que los centros de distribución son obligados a comprar la electricidad generada por fuentes renovable a precios fijos y por encima del precio del mercado, sin embargo, esto se presenta durante un periodo fijo, y esta disminuye su precio a medida que pasa el tiempo de instalación (Nakata, 2012).

Net-Billing

Para esta política se utilizan dos registros para llevar un control del flujo de energía entrante de la red (consumida) y el flujo de energía que se logra generar por parte del cliente dentro de un período de facturación. La facturación neta permite a la empresa eléctrica cobrar al cliente-generador por toda la electricidad consumida y al cliente-generador para obtener el pago de toda la electricidad generada, sin embargo la electricidad inyectada por parte del sistema de generación se valora a un precio más bajo (precio al por mayor o “coste evitado” que la energía utilizada de la red (Dufo-López & Bernal-Agustín, 2015; Hughes & Bell, 2006).

Certificado de Energía Renovable

REC - Renewable Energy Certificates, estos certificados son productos energéticos comerciables no tangibles que demuestran que 1MWh de energía eléctrica se generó a través de una fuente renovable de energía (Del Carpio-Huayllas et al., 2012). Una característica de esta política es la obligación por parte de los consumidores, proveedores o productores de electricidad

de proporcionar una contribución mínima especificada de electricidad a partir de fuentes de energías renovables en el consumo total (Dusonchet & Telaretti, 2010a). Estos certificados también pueden ser vendidos o intercambiados en el mercado abierto específico. Esta forma de incentivo se aplica en los Estados Unidos principalmente, sin embargo, también se encuentra funcionando en otros países, entre los que se encuentran: Australia, India, Japón, Rusia, Noruega y la mayoría de los países miembros de la unión europea (Del Carpio-Huayllas et al., 2012).

Incentivos

Además de las políticas mencionadas anteriormente también existen una serie de incentivos utilizados en algunos de los países para lograr un mayor impacto en la instalación de sistemas de generación con fuentes renovables de energía, entre los cuales Dusonchet y Telaretti (2010b) mencionan Tax Credits y Capital Subsidies.

5.2. Marco normativo

En Colombia, no existen hasta la fecha políticas que regulen el uso de las fuentes renovables de energía, sin embargo, sí existen incentivos para las personas que implementen estas tecnologías. Desde la Ley 788 de 2002 existe una exención de impuesto de renta sobre los ingresos que deriven de la venta de energía eléctrica que haya sido producto de la generación con residuos de productos agrícolas, fuentes eólicas y biomasa. Sin embargo, la misma ley exige el cumplimiento de tramitar un certificado de emisión de CO₂ y que al menos el 50% de los recursos que se obtengan por la venta de estos certificados sean invertidos en obras de beneficio

social en la región donde se encuentre en operación el generador (Congreso de la República, 2002).

Los cogeneradores en Colombia también cuentan con las resoluciones Creg-085, Creg-086 de 1996 y Creg-107 de 1998, que establecen sus normas (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 1996a, 1996b), sin embargo, hasta la Ley 1215 de 2008 fue que se le otorgó la posibilidad de ser exonerados de pagar la contribución del 20% sobre la energía que genere para su consumo, aspectos que según la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) se relacionan con el Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) y la producción mínima de energía eléctrica y térmica de las resoluciones Creg-005 de 2010 y Creg-047 de 2011 (Congreso de la República de Colombia, 2008). Con la reglamentación de la Ley 693 de 2001, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) mostró la oportunidad de diversificar la canasta energética de Colombia, definiendo normas sobre el uso de alcoholes carburantes y los estímulos para su producción, comercialización y consumo (Congreso de la República de Colombia, 2001), pero, fue hasta la Ley 939 de 2004 donde se excluyó al biodiesel del pago de impuesto a las ventas de impuesto global, para lo que es el uso de motores diesel y con ACPM (Congreso de la república de Colombia, 2004).

La Ley 1715 de 2014, promueve la eficiencia energética y la utilización de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables (FNCER), en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en las Zonas No Interconectados (ZNI), para lograr la reducción de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) y apuntar el cumplimiento de los acuerdos internacionales. Teniendo como el principal incentivo de esta ley la reducción de 50% del valor de la inversión en FNCER sobre el total de la renta durante 5 años después de la inversión, además de la exclusión del pago del IVA y aranceles de los equipos y maquinarias no fabricadas en el país y los servicios para la

producción de energía a partir de los recursos no renovables para nuevos proyectos. Además de plantear la creación del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) y el fomento de la cooperación internacional para la FNCER (Congreso de la República de Colombia, 2014).

Algunos de los avances después de la Ley 1715 de 2014 en materia de reglamentación de las fuentes renovables son el Decreto 2469 de 2014 en el cual se establece un lineamiento de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración (Ministerio de Minas y Energía, 2014a) y a través de la Resolución 024 de 2015 la CREG regula la autogeneración a gran escala en el SIN (Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2015). El decreto 2492 de 2014 a través del que se definen disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda (Ministerio de Minas y Energía, 2014b). El Decreto 1623 de 2015 que establece una expansión en la cobertura en el SIN y en las ZNI (Ministerio de Minas y Energía, 2015a), con la definición también del límite máximo de autogeneración a pequeña escala en la Resolución 281 de 2015 (Unidad de Planeación Minero Energética, 2015). Decreto 2143 de 2015, donde se realiza una reglamentación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014 (Ministerio de Minas y Energía, 2015b). Además de la Resolución Upme 045 de 2016 donde se habla del procedimiento para certificación a proyectos FNCER para acceder a incentivos tributarios, la Resolución Upme 143 de 2016 de los registros de proyectos FNCER en la UPME (Unidad de Planeación Minero Energetica (UPME), 2016; Unidad de planeación Minero Energética (UPME), 2016). En 2017 el Decreto 348 por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015 en lo concerniente a los lineamientos de política pública exactamente en la gestión eficiente de la energía y también en la entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala (Ministerio de Minas y Energía, 2017b).

El 16 de septiembre de 2017 el Decreto 1543 reglamenta el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía, FENOGE, que adiciona una sección en el Decreto 1073 de 2015. Este Fondo tiene como objetivo financiar programas de Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) y Gestión Eficiente de la Energía, a través de su fomento, promoción, estímulo e incentivo. Además, cuenta con un Manual de Operativo (Ministerio de Minas y Energía, 2017c) el cual establece como no reembolsable la financiación de proyectos siempre que se cumpla con el criterio de que el beneficiario de este pertenezca al Estrato 1, Estrato 2 o Estrato 3 (Ministerio de Minas y Energía, 2017a).

5.3. Financiación de Proyectos Renovables en Colombia

Findeter

Financiera del Desarrollo Territorial, como institución financiera cuenta con líneas de crédito para la implementación de energías renovables.

Bajo la línea *Tasa Compensada Infraestructura Sostenible* el monto es hasta de \$1.000.000.000.000 (Un billón de pesos), con un plazo de hasta 12 (doce) años y un periodo de gracia a capital de hasta 2 (dos) años, con una tasa final de interés de Hasta IPC+3.0% E.A. o IBR+1.2% M.V.

Mientras la Línea *Especial Energías Sostenibles e Impacto Ambiental*, cuenta con recursos de \$70.000.000 (Setenta millones de pesos) con plazos hasta de 8 años incluidos hasta 2

años de gracia a capital, además de una tasa de redescuento $\text{IBR } 1\text{M} + 3.05\% \text{ MV}$ ó $\text{IBR } 3\text{M} + 3.15\% \text{ T.V}$

Bancoldex

Línea Bancóldex Desarrollo Sostenible. Personas naturales consideradas como micros, pequeñas, medianas y grandes empresas de todos los sectores económicos. El monto máximo por empresa es de hasta \$ 2.000.000.000. El plazo es de hasta 6 años incluidos hasta 6 meses de periodo de gracia. Establece una tasa de redescuento de $\text{DTF E.A} + 1.00\% \text{ E.A}$. La tasa de interés para el empresario es libremente negociable con el intermediario financiero.

Bancolombia

Línea verde: línea con recursos propios, dedicada a financiar proyectos sostenibles.

Características: Beneficiarios: clientes del sector público y privado con ventas anuales mayores o iguales a \$280 millones al año. Plazo: hasta 60 meses de plazo con periodo de gracia de hasta 2 años. Amortización de capital: mensual, trimestral, semestral, anual o plan de pagos.

Periodicidad pago de intereses: mensual, trimestral, semestral o anual. Monto máximo por operación: \$10.000 millones de pesos. Indexación: DTF e IBR.

Para aplicar a esta línea se debe diligenciar un formato que será evaluado por la Gerencia de Sostenibilidad. Puedes tener financiación de uno a cinco años para tasas variables y la periodicidad de pago de interés es:

DTF: Mensual, trimestral, semestral o anual.

IBR: se fija de acuerdo con el crédito y, la periodicidad de pago de intereses es:

IBR Mensual: pago de intereses únicamente mensuales o IBR Trimestral: pago de intereses trimestrales.

El pago de capital puedes hacerlo mensual, trimestral, semestral, anual o con plan de pagos si el pago no es regular y puedes recibir el desembolso mediante abono a cuenta de ahorros o corriente, expedición de cheque o a la cuenta de un tercero.

Davivienda

Tasa: Variable: DTF + puntos fijos. Garantía: Firma de pagaré por parte de la sociedad, y de ser necesario firma avalista, carta de instrucciones. Los desembolsos efectuados a proveedores de activos son exentos de GMF.

Las Personas naturales con negocio deben estar aseguradas cuando: 1- Su endeudamiento supere \$250 millones. 2- Edad 74 años y 364 días.

Producción más limpia y Eficiencia energética. Segmento: pyme, empresarial y corporativo. Plazo: hasta 10 años. Monto: desde \$100 millones. Amortización: Mensual, trimestral, semestral. Energía Renovable e Infraestructura sostenible. Segmento: Empresarial,

Corporativo y Oficial. Plazo: hasta 12 años. Monto: desde \$100 millones. Amortización: Trimestral, semestral. Estos proyectos en todos los casos serán evaluados por departamento Sistema de Administración de Riesgo Ambiental y Sostenible.

Beneficios: Sistema de amortización de acuerdo con el flujo de caja de la empresa. Plazos de acuerdo con sus necesidades y el flujo del proyecto a financiar. El desembolso de sus recursos lo puede realizar a la cuenta de su empresa, cuenta de terceros o en cheque, pago de créditos, pago de tarjetas de crédito Davivienda, transferencia internacional, Sebra, transferencia interbancaria.

ProEco Pyme

Dirigido a pequeñas y medianas empresas, con montos desde los 50 hasta los 7.000 millones de pesos, con tasa de interés variable DTF + puntos fijos, y puede llegar a una reducción de hasta 0.4 puntos de interés mensual vencido, con plazos de hasta 8 años y amortización desde la cual se puede acceder a periodos de gracia y planes de pago irregular según el modelo de negocio del cliente.

Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE)

Este fondo está destinado para planes, programas o proyectos para la implementación de soluciones de generación, cogeneración o autogeneración, basados en Fuentes No

Convencionales de Energía, dirigidos tanto al sector público, como al comercial, de servicios, el industrial y el residencial a nivel de los estratos 1, 2 y 3. Contando estos con un beneficio principal y es la opción de no reembolsar el dinero según el Manual de Operaciones del Decreto 1543 del 16 de septiembre del 2017.

6. Estado del arte

A nivel mundial, la inserción de las fuentes renovables de energía como alternativas para la generación de electricidad, trajo consigo beneficios como la diversificación de la canasta de generación, la posibilidad de la autosostenibilidad energética y de igual manera inyectar a la red excedentes de energía generada, para un sector energético en búsqueda de disminuir el impacto ambiental que provoca la generación con la quema de combustibles, sin embargo, también demostró la necesidad de cada uno de los países por organizar a través de leyes o normas la mejor manera para la aplicación de las tecnologías renovables e incentivar las mismas. Las políticas energéticas asociadas a promover, diversificar y fomentar las energías renovables han facilitado a los países poder adentrarse en lo que significa menor impacto al medio ambiente y mejorar también la calidad de la energía al poder disminuir la demanda energética de la producción convencional.

Del Carpio-Huayllas, Ramos & Vasquez-Arnez (2012), realizaron un listado de las políticas energéticas utilizadas o vigentes a nivel mundial, como se puede apreciar en la *Tabla 6.2*. En este listado se puede observar que la política Feed-in Tariff (Tarifa de alimentación), FiT, como la más aplicada a nivel mundial

Además de las políticas aplicadas existen una serie de incentivos que bien pueden ser definidos a nivel nacional o solo en algunos estados. Los países en los cuales se aplica la política FiT cuentan en su mayoría con incentivos del tipo Capital Subsidy con excepción del Reino Unido, Costa Rica, Panamá, Perú, Ecuador, Honduras, Nicaragua, Ucrania y Kenia, donde predomina la reducción en otros impuestos (Values Added Tax) (González, 2012; Yamaya, Ohigashi, Matsukawa, Kaizuka, & Ikki, 2014). Mientras que la aplicación de la medición neta contempla en su mayoría incentivos tipo Capital Subsidy (Sajjad et al., 2015).

Tabla 6.2.*Políticas aplicadas a nivel internacional*

FIT		RPS	MEDICIÓN NETA	REC
Dinamarca	Sur África	Italia	Bélgica	Australia
Finlandia	China	Japón	Canadá	Bélgica
Francia	Ecuador	Portugal	Dinamarca	Dinamarca
Alemania	Honduras	Reino Unido	Grecia	Finlandia
Grecia	India	Chile	Italia	Francia
Italia	Indonesia	Uruguay	Japón	Italia
Japón	Nicaragua	China	México	Japón
Portugal	Ucrania	India	Guatemala	Holanda
España	Kenia	Bélgica	Estados Unidos	Noruega
Reino Unido	Tanzania	Canadá	Chile	España
Argentina	Uganda	Estados Unidos		Reino Unido
Bulgaria	Australia			Estados Unidos
Costa Rica	Canadá			Rusia
Panamá	Estados Unidos			Sur África
Perú				India

Nota: Políticas energéticas aplicadas en el ámbito mundial.

El REN 21 (2016) establece que a finales de 2015, las políticas con mayor aplicación como mecanismo de regulación para promover la generación de energía renovable es la medición neta, grupo del cual hacen parte la política Net Metering y Net Billing. Este reporte indica también que a nivel nacional, estatal o provincial en total 110 jurisdicciones adentraron en esta política y también que en Europa se vive una transición a la aplicación de esta.

La *Figura 6.6* muestra la tendencia a nivel mundial de las políticas, poniendo en evidencia que muchos países aplican más de una política o marco regulatorio para las fuentes renovables de energía.

Uno de los casos aplicados de las políticas energéticas ya mencionadas es la FiT en Japón, con la cual se logró un crecimiento significativo de instalaciones fotovoltaicas apoyadas por el nuevo programa FiT que tuvo inicio en julio de 2012, que también cambió los segmentos del mercado fotovoltaicos en el que los sistemas fotovoltaicos residenciales en el 2012

representaron más del 80%, además de la disminución de los precios constante en el mismo sector residencial, como lo demuestran Yamaya *et al.* (2014).

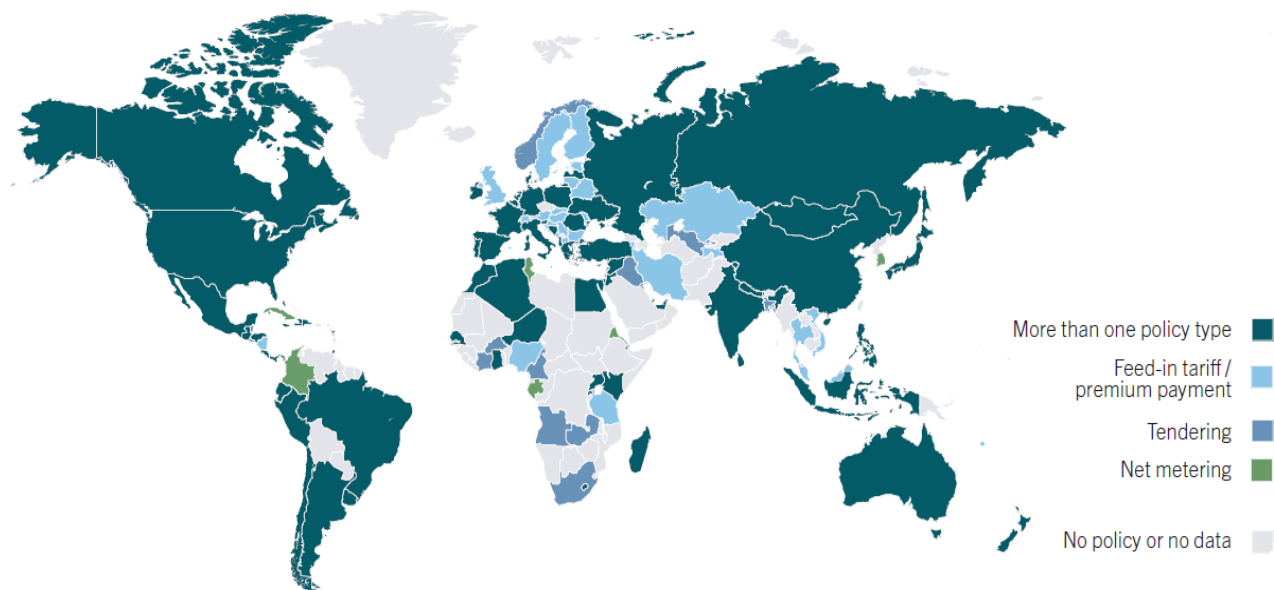


Figura 6.6. Países con políticas de fuentes renovables de energía.
Fuente: REN 21 (2016).

A nivel internacional existen algunos estudios realizados para analizar los beneficios que pueden presentarse con la aplicación de los marcos regulatorios y políticas energéticas en los distintos países, entre los cuales se encuentra:

El análisis económico comparativo realizado por Burns & Kang (2012) de las distintas políticas económicas en Estados Unidos. Un estudio realizado en California de los costos y beneficios del Net Metering por Beach y McGuire (2013). El estudio de viabilidad para implementar Net Metering realizado por Shivalkar, Jadhav & Deo (2015) en la India.

Sajjad *et al.* (Sajjad et al., 2015) realiza un estudio de los beneficios económicos que a nivel residencial se pueden obtener de la aplicación de la política Net Metering. Dellosa (2015) realiza un estudio para determinar el impacto potencial y la viabilidad económica de invertir en sistemas FV solares con la aplicación de la política Net Metering. En Chipre, la promoción de los

sistemas fotovoltaicos en tejados se reforzó en 2013 mediante la adopción de un sistema de medición neta para los clientes nacionales, Nikolaidis & Charalambous (2016) evalúan la viabilidad de los mismos desde el punto de vista económico.

Dutta, Ghosh & Mohanta (2016), en su artículo proponen un modelo que aplicando la política Net Metering y teniendo como referencia la curva de carga diaria del cliente y la generación estimada de energía renovable, permite calcular los dineros ahorrados y el tiempo de recuperación en dependencia de la capacidad de generación máxima del panel. A nivel residencial Ur Rehman *et al.* (2017) realiza un análisis económico de la regulación net Metering en Paquistán.

De igual manera la política FiT ha sido estudiada desde el punto de vista económico y se puede apreciar en las investigaciones realizadas por Zhou, Liu, & Zhang (2016) en la China, en Turquía por Sogukpinar, Bozkurt, & Cag (2016), Yamaya *et al.* (2014) en Japón, en el Reino Unido por Georgitsioti, Pearsall, & Forbes (2014).

En Colombia, la Ley 1715 de 2014 en su Capítulo IV correspondiente al desarrollo y promoción de las fuentes renovables de energía, en su Artículo 19. Desarrollo de la energía solar, establece que el Gobierno Nacional a través del Ministerio de Minas y Energía considerará esquemas de medición para cualquier tipo de edificación que haga uso de las fuentes de generación solar, el cual habilitaría la autogeneración con la medición en doble vía o medición neta.

Teniendo en cuenta la documentación revisada se procede a realizar el estudio técnico-económico para la implementación de las políticas energéticas con mayor aplicación en el ámbito internacional, destacando las políticas de medición neta como la más aplicada según el REN 21 y la transición que se presenta hacia las políticas de medición neta, considerando las

características específicas de la ciudad de Barranquilla, escogida como lugar de estudio, y como punto esencial para este estudio el cálculo de los beneficios económicos que se puede lograr con la implementación de sistemas fotovoltaicos. Para cumplir con los objetivos se realiza a continuación la estructura metodológica de lo planteado.

7. Metodología

Esta investigación se apoya en la búsqueda de soportes, antecedentes, hallazgos y estudios realizados acerca de las políticas energéticas aplicadas a la generación de energía con fuentes renovables. En atención a la modalidad de investigación, podemos afirmar que se aplica una metodología de campo y descriptiva, donde se logró conocer situaciones significativas que contribuyen al conocimiento, también es analítica, porque se descompuso cada una de las partes que integran la problemática para observar los efectos y llegar a un resultado, donde se introdujeron 3 fases.

La primera fase, caracterización energética, en la cual la actividad principal es la documentación de los parámetros que intervienen en la generación fotovoltaica para determinar qué valores y consideraciones se tomarán al momento de desarrollar la evaluación del potencial de producción de energía en la zona de estudio. La segunda fase: evaluación de generación energética, consiste en un pronóstico de generación fotovoltaica al realizar los cálculos de los elementos necesarios teniendo en cuenta los parámetros ya determinados, además del análisis técnico y económico de la generación solar, teniendo en cuenta las características y condiciones climáticas de la ciudad de Barranquilla. Y, por último, una tercera fase: en la cual se realiza la selección y evaluación de las políticas energéticas adaptables a la región, bajo criterios de dinero invertido, y tasa de retorno a la inversión, teniendo en cuenta escenarios con porcentaje financiado con fondos propios, por una entidad y subvencionado a fondo perdido, además las políticas existentes e incentivos a nivel nacional.

La coherencia de la estructura metodológica se evidencia a través de la matriz expuesta en la *Figura 7.7*.

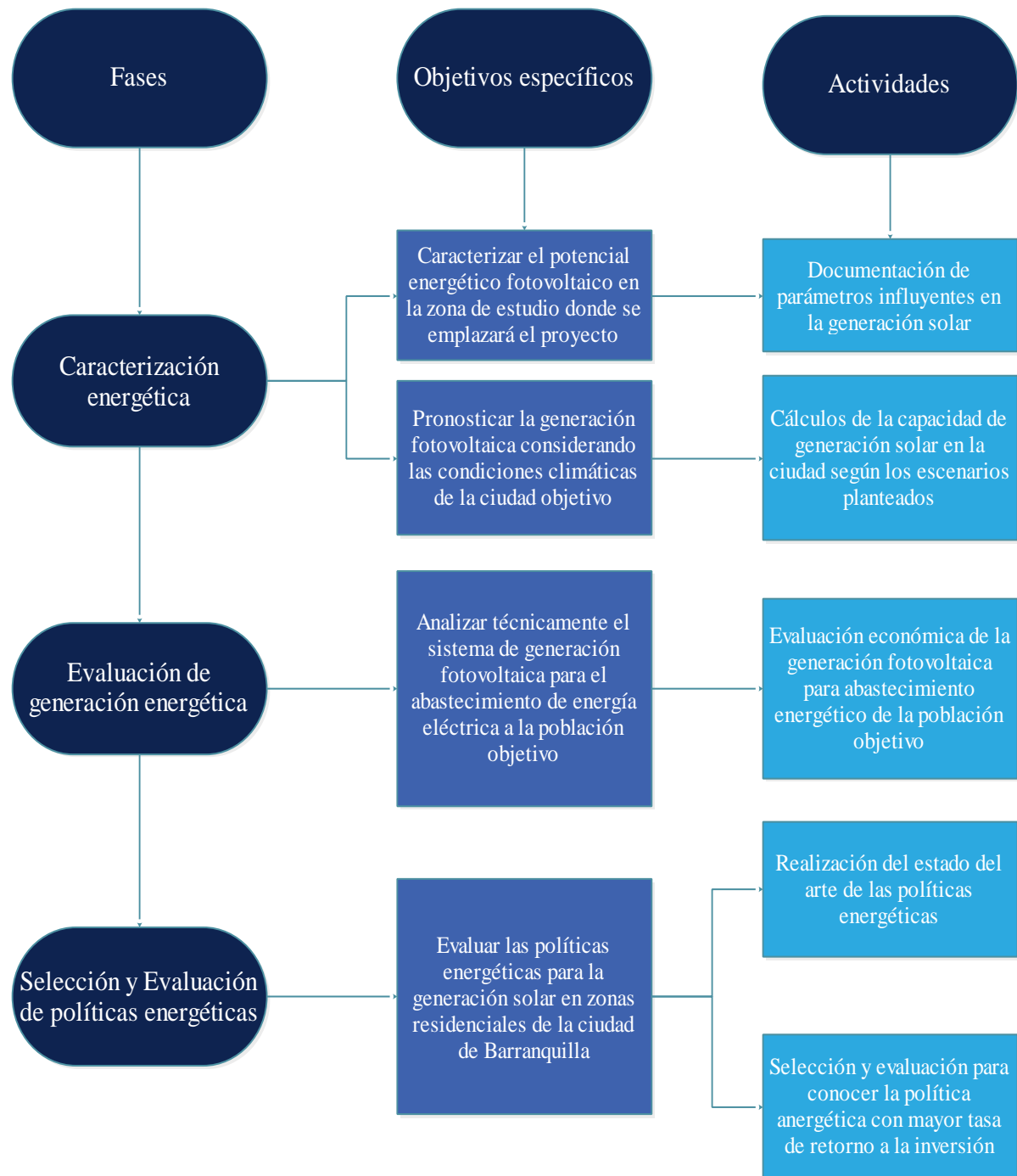


Figura 7.7. Matriz metodológica
Elaborada por: (S. Troncoso, 2017)

8. Desarrollo

8.1. Caracterización energética y Evaluación del potencial de generación fotovoltaico

En esta fase del proyecto se da cumplimiento al primer objetivo, identificando los parámetros propios de la instalación y las consideraciones climatológicas de la ciudad que permiten la realización de los cálculos pertinentes para los escenarios planteados.

A continuación, la selección de estos parámetros para su aplicación:

8.1.1. Caracterización del potencial energético fotovoltaico

Se realizó la evaluación del potencial energético de la ciudad de Barranquilla, utilizando los datos de radiación solar de la única estación climatológica presente en esta ciudad, Estación Meteorológica Las Flores, Estación Climatológica principal de coordenadas: 11.04° latitud Norte, 74.82° longitud Oeste y código 29045120; la única presente en la ciudad de Barranquilla; desde el aplicativo en línea del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM).

Orientación e inclinación

Partiendo de la aplicación de las fórmulas relacionadas en el ítem de fundamentación teórica se obtiene que evaluando para cada mes la radiación y la cantidad de horas de sol a diferentes ángulos los valores de la tabla 8.3

Tabla 8.3.*Ángulo de inclinación óptimo de aprovechamiento Horas Pico Sol (HSP).*

β	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio HSP
0°	6,975	8,236	7,435	7,084	6,525	6,964	6,847	6,113	6,293	5,776	6,299	6,253	80,80
10°	7,627	8,723	7,584	6,961	6,247	6,569	6,491	5,943	6,309	5,865	6,775	6,864	81,96
11°	7,683	8,761	7,589	6,941	6,213	6,523	6,449	5,919	6,303	5,868	6,815	6,916	81,98
12°	7,737	8,797	7,593	6,919	6,177	6,476	6,406	5,895	6,297	5,869	6,853	6,967	81,99
13°	7,789	8,831	7,596	6,896	6,141	6,428	6,361	5,869	6,288	5,869	6,89	7,017	81,98
15°	7,888	8,893	7,595	6,845	6,064	6,328	6,269	5,814	6,268	5,865	6,958	7,111	81,90
20°	8,102	9,011	7,565	6,694	5,854	6,060	6,018	5,658	6,195	5,833	7,101	7,318	81,41
25°	8,268	9,077	7,492	6,510	5,617	5,767	5,742	5,475	6,090	5,772	7,204	7,482	80,50
30°	8,385	9,09	7,378	6,293	5,356	5,452	5,442	5,267	5,954	5,682	7,267	7,602	79,17
35°	8,452	9,05	7,224	6,045	5,074	5,118	5,122	5,036	5,788	5,562	7,287	7,677	77,44

Fuente: Elaboración propia

Se observa en la tabla 8.3 que el ángulo óptimo de inclinación para que panel fotovoltaico reciba la mayor radiación y a aprovechamiento de horas pico solar es a $\beta = 12^\circ$ hacia el sur, sin embargo, también puede apreciarse que el aprovechamiento de horas solares de los ángulos entre 10° y 15° son valores muy similares. Lo importante es tener en cuenta que el ángulo de inclinación de los paneles no debe ser menor a 10° , ya que de esta manera se evita la acumulación de polvo.

Teniendo en cuenta todo lo anterior y la posición del tejado de la mayoría de las viviendas el ángulo al cual se recomienda la instalación del sistema fotovoltaico es de 12° con respecto a la horizontal y dirigido hacia el sur.

Horas Solar Pico (HSP)

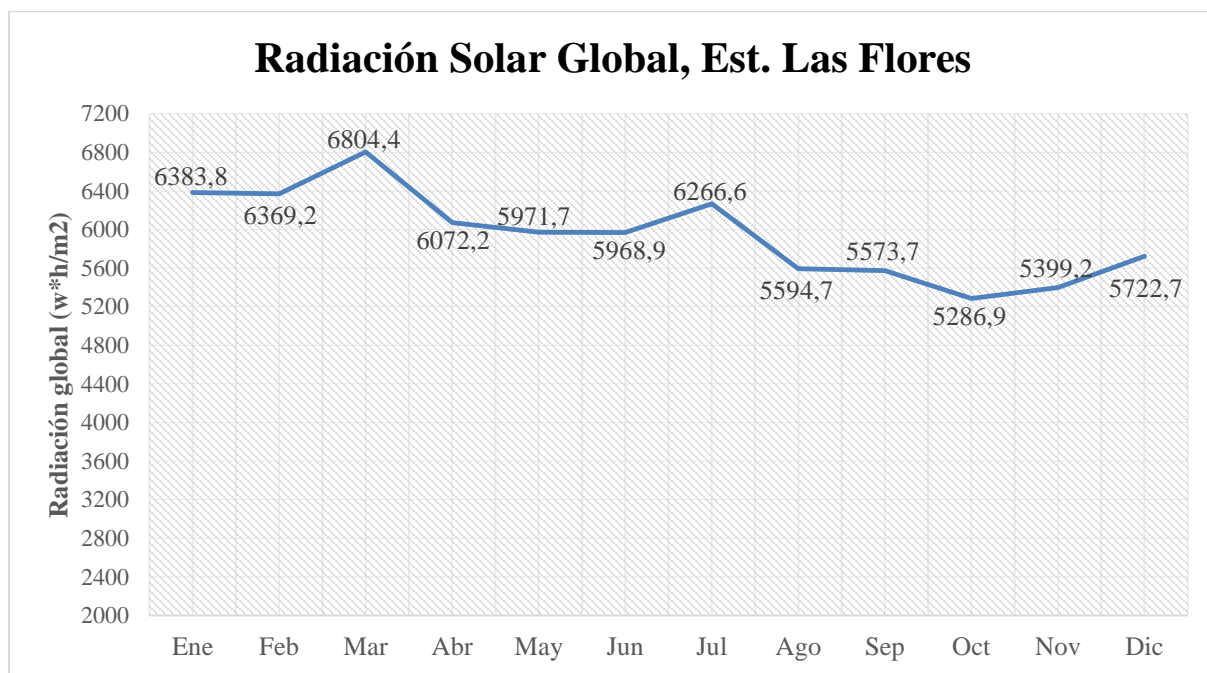
Partiendo de los datos obtenidos en el ítem anterior, tabla 8.3, se puede determinar que las HSP aprovechables en la ciudad de Barranquilla siendo la inclinación de nuestro sistema fotovoltaico 12° , serán las plasmadas en la tabla 8.4

Tabla 8.4.*Promedio Horas Solar Pico (HSP) al día de la ciudad de Barranquilla*

MES	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom diario anual
HSP	7,737	8,797	7,593	6,919	6,177	6,476	6,406	5,895	6,297	5,869	6,853	6,967	6,832

Nota: Promedio de horas solar pico diario por mes.

A continuación, en la *Figura 8.8* se aprecian los datos promediados de radiación global del periodo comprendido entre 2009-2014, y su fluctuación a un año, datos obtenidos a través del

**Figura 8.8.** Radiación diaria global, Estación. Las Flores

Fuente: Elaboración Propia.

Con los datos de la *Figura 8.8* se puede calcular un promedio diario de radiación solar global, como se puede observar en la *Tabla 8.5*.

Tabla 8.5.*Promedio diario de radiación solar global media (W*h/m²) 2009-2014*

Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Prom.
205,92	227,47	219,48	202,4	192,63	198,96	202,14	180,47	185,79	170,54	179,97	184,6	195,86

Nota: promedio de radiación diaria solar global media en la ciudad de Barranquilla. Fuente: Elaboración propia. Basado en datos obtenidos del aplicativo del IDEAM.

Sin embargo, la radiación solar se presenta durante una parte del día, este ciclo de cantidad limitada de horas de sol, HSP es dividida por horas según la radiación y la potencia de esta. Los datos de la *Tabla 8.6* facilitan conocer un promedio de las horas de radiación en el mes.

Tabla 8.6.*Promedio horario de radiación (Wh/m²)*

Hora	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
0-1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0
1-2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0
2-3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,0
3-4	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
4-5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,1	0,0
5-6	0,0	0,0	0,0	0,5	3,1	2,9	1,1	0,6	1,5	1,2	0,5	0,0
6-7	21,2	19,8	38,0	70,4	99,7	83,9	92,2	85,7	89,7	84,7	73,2	40,8
7-8	180,2	158,7	191,8	294,4	294,9	258,1	213,8	242,7	288,2	287,8	284,5	225,4
8-9	438,7	397,7	437,0	485,7	515,1	493,8	443,0	473,0	542,2	513,7	528,9	494,7
9-10	708,6	683,2	729,8	759,3	740,8	706,8	701,2	690,0	720,9	703,8	698,2	753,6
10-11	920,6	900,1	871,5	874,4	710,3	758,4	846,5	751,5	742,9	707,9	743,5	910,0
11-12	944,5	893,7	874,4	824,8	730,4	746,7	896,0	743,1	687,3	670,6	689,7	866,1
12-13	942,9	924,5	879,9	784,1	699,1	787,8	857,5	718,3	666,5	626,3	674,4	853,4
13-14	944,9	954,7	872,6	674,6	710,6	773,6	774,9	585,7	647,3	627,8	688,7	842,1
14-15	802,4	857,6	872,0	601,0	658,8	652,4	663,3	580,6	581,6	517,5	534,3	690,3
15-16	584,8	621,7	617,0	419,5	469,5	411,3	446,6	417,3	363,6	358,0	332,6	426,3
16-17	306,4	336,5	332,0	247,0	267,9	219,1	261,2	243,1	194,0	166,8	138,0	187,9
17-18	60,2	82,6	88,0	80,9	70,2	70,5	94,2	70,4	47,8	20,9	12,5	20,5
18-19	0,2	0,5	0,2	0,6	1,2	3,6	5,8	2,0	0,1	0,0	0,2	0,0
19-20	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0
20-21	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2	0,0
21-22	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0
22-23	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0
23-0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0
Acumulada diaria-mes	6855,6	6831,3	6804,2	6117,2	5971,6	5968,9	6297,3	5604,0	5573,6	5287,0	5399,2	6311,1
	Entre 0 y 200 (Wh/m ²)			Entre 400 y 600 (Wh/m ²)			Mayor a 800 (Wh/m ²)					
	Entre 200 y 400 (Wh/m ²)			Entre 600 y 800 (Wh/m ²)								

Nota: En esta tabla se puede observar un promedio horario de la radiación durante los meses del año comprendido entre los años 2009-2014. Donde los colores facilitan la interpretación de las horas que presentan la radiación y sus niveles. **Fuente:** Estación Meteorológica de Las Flores, Barranquilla.

Condiciones climatológicas de Barranquilla

Otro factor importante en los cálculos necesarios para el diseño de una instalación fotovoltaica es la temperatura, pues los módulos solares presentan comportamientos distintos dependiendo de la temperatura de trabajo, de manera que tiene su efecto en la generación de energía.

A continuación, la *Tabla 8.7* muestra los datos promedios de temperatura en la ciudad de Barranquilla presentes en el Climagrama del Atlántico del Atlas Interactivo del IDEAM, en el cual se encuentran datos del periodo 1981-2010.

Tabla 8.7.
Promedio de temperatura máxima en Barranquilla.

Meses	Temperatura máxima °C
Enero	29,1
Febrero	28,9
Marzo	29,4
Abril	30,1
Mayo	31,0
Junio	31,3
Julio	30,9
Agosto	31,2
Septiembre	31,4
Octubre	31,0
Noviembre	30,7
Diciembre	29,7

Nota: Promedio de temperatura en la ciudad de Barranquilla. Elaborada por: (S. Troncoso, 2017)

8.1.2. Pronóstico de generación fotovoltaica de acuerdo con las condiciones climáticas de la ciudad.

Para lograr un mejor estudio de los de sistemas fotovoltaicos planteados para la ciudad de Barranquilla, los casos fueron estudiados por estrato (del 1 al 6). Esta división se debe

inicialmente a dos condiciones, la parte económica y la disponibilidad de espacio para la instalación de sistemas fotovoltaicos (paneles solares) por parte de cada vivienda de los distintos estratos de la ciudad de Barranquilla. Estas condiciones son determinantes para definir escenarios que consideren distintas alternativas y que cada vivienda tenga la posibilidad de escoger según el espacio disponible para instalación y su nivel económico le permita.

Técnicamente hablando, para un análisis del tamaño de la vivienda o espacio destinado para la instalación del sistema fotovoltaico se pueden encontrar grandes diferencias que deben considerarse para tener la posibilidad de instalar todos los paneles necesarios para la generación estipulada.

Teniendo en cuenta que la normativa existente en Colombia con respecto a las fuentes renovables no especifica cuál es el rango de potencia instalada para sistemas fotovoltaicos residenciales. Sin embargo, según recursos económicos y disponibilidad de espacio, se busca el equilibrio para lograr una viabilidad adecuada de las potencias a instalar. Soportado en lo mencionado, se estipulan 3 escenarios y cada una de las potencias del sistema fotovoltaico de cada instalación: 1KW, 3KW y 5KW, de manera tal que sean viables técnicamente según el tamaño de la vivienda y económicamente hablando, partiendo del dinero necesario para lograr su montaje.

En Barranquilla existe mucha diferencia en el tamaño de las viviendas, para un análisis que nos permita identificar la viabilidad de los escenarios planteados tomaremos como base una vivienda de área construida 50 m^2 , 5 metros de ancho por 10 metros de largo, lo cual facilita dos superficies para la instalación de paneles solares que puede ser hasta de $5 \times 5,17$ metros cada una. Si se analiza el *Escenario 3* -el que tiene mayor número de paneles solares-, el área descrita en el

ejemplo planteado anteriormente puede albergar sin problema alguno la cantidad de paneles a instalar.

Para dar cumplimiento a este objetivo se hizo necesario realizar estimaciones para cada escenario de la potencia de generación fotovoltaica que puede alcanzarse considerando las condiciones técnicas y climáticas de la ciudad.

A continuación, se plasman las estimaciones de generación de los escenarios planteados:

1° Escenario – 1KW

Nuestro primer escenario consiste en un sistema fotovoltaico con potencia instalada 1KW. El modelo de panel seleccionado para este estudio es UP M320P de la marca Up Solar, y se hace necesario una estimación de pérdidas por temperatura, pérdidas por suciedad y ambiente además de la eficiencia del panel.

Generación de energía eléctrica

Considerando las condiciones climáticas de la ciudad y los aspectos técnicos del sistema fotovoltaico se tiene para este escenario:

La potencia nominal del panel UP M320P es de 320W y cuenta con un coeficiente de temperatura de $0,43\%/^{\circ}\text{C}$, de acuerdo con los datos de temperatura de la ciudad de Barranquilla, el valor más alto de temperatura que excede a 25°C como base de parametrización de las características de los paneles, es de $31,4$ en el mes de septiembre. Partiendo de estos datos se calcula las pérdidas ocasionadas por temperatura reemplazando los datos en la ecuación utilizada por Fernández (2014):

$$\%P_{Temp} = 6,4^{\circ}C * 0,43 \%/^{\circ}C = 2,75\%$$

Las pérdidas por temperatura se llevarán al 3%, por otro lado, la suciedad del ambiente es otro factor que puede afectar la generación de energía por parte de los paneles, para los cálculos realizados se tomó un valor del 3%. Mientras que la eficiencia del panel utilizado se tomó por valor de -3% según datos del Datasheet del mismo. Sin embargo, la estimación de las pérdidas también está sujeta al factor envejecimiento, por lo que la eficiencia del panel puede llegar a disminuir de una manera constante durante los años de vida útil que el fabricante estipula en los datos característicos del panel, en este caso garantiza Up Solar un funcionamiento durante los 25 años de vida útil de sus paneles solo hasta el 80% del rendimiento, lo que de alguna manera permite estimar una disminución de su eficiencia del 0,68% anual.

Por lo tanto, si a la potencia nominal del panel, 320 W, se restan las respectivas pérdidas consideradas se tiene:

$$P_{gen} = 320 W * 0,97 * 0,97 * 0,97$$

$$P = 259,92 W$$

La nueva potencia del panel tiene valor de 259,92 W, multiplicando por los paneles utilizados en este escenario:

$$P_{esc\ 1} = 259,92 W * 4 = 1039,68 W$$

A continuación, la tabla 8.8 muestra las consideraciones de pérdida y la generación total de este escenario:

Tabla 8.8.*Potencia de generación 1° escenario*

Descripción	Potencia (W)
Potencia total instalada	1280
Pérdidas temperatura	3%
Pérdidas por suciedad	3%
Eficiencia del panel	-3%
<i>Potencia generada</i>	<i>1168,22144</i>
<i>Pérdidas totales</i>	<i>111,77856</i>

Nota: Datos de pérdidas del panel solar. Elaborada por: (S. Troncoso, 2017)

La potencia de generación calculada se utiliza para determinar un equipo de vital importancia en el sistema fotovoltaico como lo es el inversor.

Potencia de generación 1039,68 W

Inversor: Para efecto de cálculos del inversor se cuenta con un factor de sobredimensionamiento del 25% por efectos de sobrecarga que puedan afectar el correcto funcionamiento de este:

$$P_{inv} = P_{paneles} * 1,25\% = 1039,68 \text{ W} * 1,25$$

$$P_{inv} = 1299,6 \text{ W}$$

Por lo tanto, la potencia del inversor debe ser 1299,6 W, pero debido a la estandarización de fabricación la potencia del inversor debe ser 2KW.

Pronóstico de generación 1° escenario

La potencia de generación calculada se utiliza para determinar la energía generada a lo largo de un año con los datos radiación y HSP obtenidas del IDEAM. De esta manera se logra determinar con mayor aproximación a la realidad un estimado de generación fotovoltaica a partir de las condiciones propias de la ciudad. Y se calcula de la siguiente manera, tomando como ejemplo el mes de enero:

Potencia del arreglo: 1039,68 W; HSP_{enero}: 7,9 horas

$$E_{gen\ día} = P_{arreglo} * HSP$$

$$E_{gen\ día} = 1039,68\ W * 7,9\ hora$$

$$E_{gen\ día} = 8213,48\ Wh - día$$

Conociendo la energía diaria generada es posible estimar la energía mensual multiplicando por los días del mes, en el caso de enero, 31:

$$E_{gen\ mes} = 254617,63\ Wh - mes$$

$$E_{gen\ mes} = 254,61763\ KWh - mes$$

De esta manera se proceden los cálculos de los demás meses para estimar la generación anual de energía eléctrica del 1° escenario de 1 KW de potencia instalada y se elabora la *Tabla 8.9* con los datos mensuales de generación teniendo en cuenta los parámetros calculados y obtenidos del IDEAM.

Tabla 8.9.

Estimación de energía mensual generada en el 1° escenario.

Mes	Generación (KWh-mes)
Enero	286,09743
Febrero	255,13956
Marzo	257,12554
Abril	227,80318
Mayo	206,42473
Junio	220,79385
Julio	246,26108
Agosto	246,26108
Septiembre	206,77519
Octubre	199,18176
Noviembre	220,79385
Diciembre	253,50405

Nota: estimación de energía generada según parámetros de primer escenario. Elaborada por: (S. Troncoso, 2017)

2° Escenario – 3 KW

Con las mismas consideraciones de pérdidas del escenario 1 se realizan los cálculos de este escenario, en esta ocasión con 10 paneles utilizados para alcanzar la potencia indicada instalada de 3 KW. El balance de generación y pérdidas se puede apreciar en la *Tabla 8.10*.

Tabla 8.10.*Potencia de generación 2° escenario*

Descripción	Potencia (W)
Potencia total instalada	3200
Pérdidas temperatura	3%
Pérdidas por suciedad	3%
Eficiencia del panel	-3%
<i>Potencia generada</i>	<i>2920,5536</i>
<i>Pérdidas totales</i>	<i>279,4464</i>

Nota: Datos de pérdidas del panel solar. Elaborada por: (S. Troncoso, 2017)

Inversor: 3249 W, por lo tanto, se debe utilizar un inversor de potencia 4 KW.

Pronóstico de generación 2° escenario

Se estima la generación mensual para este escenario, con la ecuación usada en el 1°escenario y se elabora la *Tabla 8.11* con los datos mensuales de generación teniendo en cuenta los parámetros calculados y obtenidos del IDEAM.

Tabla 8.11.*Estimación de energía mensual generada en el 2° escenario.*

Mes	Generación (KWh-mes)
Enero	715,24358
Febrero	637,84891
Marzo	642,81385
Abril	569,50795
Mayo	516,06182
Junio	551,98463
Julio	615,65270
Agosto	615,65270
Septiembre	516,93799
Octubre	497,95439
Noviembre	551,98463
Diciembre	633,76013

Nota: estimación de energía generada según parámetros de segundo escenario. Elaborada por: (S. Troncoso, 2017)

3° Escenario – 5 KW

Para alcanzar la potencia instalada de este escenario, 16 paneles solares son necesarios para este escenario, la *Tabla 8.12* muestra las consideraciones de pérdidas y la potencia total entregada por este sistema.

Tabla 8.12.*Potencia de generación 3° escenario*

Descripción	Potencia (W)
Potencia total instalada	5120
Pérdidas temperatura	3%
Pérdidas por suciedad	3%
Eficiencia del panel	-3%
<i>Potencia generada</i>	<i>4672,89</i>
<i>Pérdidas totales</i>	<i>447,114</i>

Nota: Datos de pérdidas del panel solar. Elaborada por: (S. Troncoso, 2017)

Inversor: 5120 W. Se utilizan dos inversores de 3 KW conectados en paralelo.

Pronóstico de generación 3° escenario

Se estima la generación mensual para este escenario, con la ecuación usada en los escenarios anteriores y se elabora la *Tabla 8.13* con los datos mensuales de generación teniendo en cuenta los parámetros calculados y obtenidos del IDEAM.

Tabla 8.13.*Estimación de energía mensual generada en el 3° escenario.*

Mes	Generación (KWh-mes)
Enero	1.162,27081
Febrero	1.036,50447
Marzo	1.044,57250
Abril	925,45042
Mayo	838,60046
Junio	896,97502
Julio	1.000,43564
Agosto	1.000,43564
Septiembre	840,02423
Octubre	809,17588
Noviembre	896,97502
Diciembre	1.029,86021

Nota: estimación de energía generada según parámetros de segundo escenario. Elaborada por: (S. Troncoso, 2017)

8.1. Análisis Técnico

Los escenarios planteados tienen consideraciones parecidas en cuanto a la tecnología de equipos, sin embargo, es necesario identificar sus características para comprender su funcionamiento. Además, se determina de los escenarios planteados cuál es el mejor económicamente hablando con un análisis de retorno a la inversión a partir del ahorro potencial a causa de la generación fotovoltaica en cada escenario.

8.1.1. Equipos utilizados y características

Según las características de los escenarios planteados, se han escogido los equipos para utilizar en las instalaciones. De los cuales se dará una breve descripción a continuación:

Paneles solares

En calidad de los paneles se propone el uso de los Paneles Solares Up Solar, el modelo UP-M320P (320W – 24 V), policristalino. La tabla 14 define las características eléctricas más importantes. Condiciones de prueba estándar: AM = 1,5, $E=1000\text{W}/\text{m}^2$, $T_c=25^\circ\text{C}$.



Figura 8.9. Panel solar
Fuente: (upsolar, s.f.)

Tabla 8.14.

Características del módulo solar.

Módulo Solar	
Potencia máx.(Pm)	320 W
Voltaje máx. a Pm (Vm)	36,7 V
Corriente máx. a Pm (Im)	8,72 A
Voltaje de circuito abierto (Voc)	46,4 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,98 A
Eficiencia del módulo	16,5%

Nota: Registro de las características del panel solar.
Elaborada por: (S. Troncoso, 2017)

Inversor

Como parte vital de la instalación de microrredes, el inversor es de sumo cuidado y de mucha importancia para el funcionamiento correcto de la instalación, la marca recomendada para el proyecto es marca **Voltronic**, modelos Infinisolar de 2, 3 y 4 KW debido a la existencia de tres (3) escenarios analizados. A continuación, sus características:



Figura 10. Inversor Infinisolar V
Fuente: (voltronicpower, s.f.)

Tabla 8.15.
Características inversor.

Ítem	2KW	3KW	4KW
Voltaje nominal de entrada DC (V)	24	48	48
Frecuencia de salida (Hz)	60	60	60
Eficiencia	97%	97%	97%

Nota: Registro de características del inversor.
Elaborada por: (S. Troncoso, 2017)

Característica lugar (tamaño vivienda)

Otro factor importante desde el punto de vista técnico es el tamaño de la vivienda o el espacio destinado para la instalación. Esta consideración se analizó para el caso de los tres escenarios.

A pesar de la gran diferencia que en Barranquilla puede existir con respecto al tamaño de las viviendas, para identificar rápidamente la viabilidad de los escenarios planteados tomaremos como base una vivienda de área construida 50 m^2 , 5 metros de ancho por 10 metros de largo, lo cual facilita dos superficies para la instalación de paneles solares que puede ser hasta de $5 \times 5,17$ metros cada una. Si se analiza el *Escenario 3*, el cual cuenta con el mayor número de paneles solares-, el área descrita de la vivienda planteada anteriormente puede albergar sin problema alguno la cantidad de paneles a instalar.

8.2. Selección y evaluación de las políticas energéticas

De la revisión y documentación enfocada en la aplicación de las políticas energéticas y marcos regulatorios en otros países, las políticas energéticas de medición neta son las más aplicadas como puede evidenciarse en el Reporte de la Situación Mundial de Energías Renovables 2016 del REN 21 (2016), es decir, Net Metering y Net Billing, por lo tanto, se escogieron estas políticas para su evaluación en la ciudad de Barranquilla.

A continuación, para el análisis de la aplicación de estas y el potencial de retribuciones generadas, se tienen en cuenta tres modalidades de inversión económica con la adición de financiación económica al 100%, subvencionado a fondo perdido o con una participación única de fondos propios. Para la realización de las evaluaciones económicas de los marcos regulatorios evaluados se describen los ítems tenidos en cuenta:

Costo del vatio instalado: 1.04 USD/W (Centro de Estudios en Medio Ambiente y Energías Renovables - CEMAER, 2016).

Incremento del precio de la energía: Tomando como referencia los datos publicados por Electricaribe S.A. empresa distribuidora y comercializadora de energía en la ciudad de Barranquilla del KWh entre los años 2011-2017, observándose en promedio un aumento anual de 6,7% (Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P, 2018).

Índice de Precio al Consumidor (IPC): Según el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) en el año 2017 este valor fue de 4,09 (Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas, 2018).

Interés del préstamo: 3,15 %

Periodo de amortización: 8 años. Dato general de amortización de las entidades bancarias que realizan financiación de este tipo de proyectos. Con un año de gracia por lo que → Plazo de pago: 7 años. Interés del préstamo: 3,15 %. Datos promediados de las entidades en Colombia que realizan financiaciones de proyectos renovables y que puede verse en *5.3 Financiación de Proyectos Renovables en Colombia*.

Las evaluaciones realizadas a continuación cuentan con cinco variables a analizar, Venta de energía, Tesorería acumulada, Beneficios acumulados, Beneficio anual, la Tasa Interna de Retorno (TIR), siendo esta última la de mayor impacto en la propuesta final o decisión a tomar de los marcos regulatorios de ventas de energía.

La ***Venta de energía*** se estima a partir del producto de la energía generada anual en KWh y el precio de la energía cada año para cada uno de los escenarios planteados, por ejemplo:

- El precio de la energía (\$/KWh) para el primer año obedece al promedio establecido de los valores tomados de Electricaribe SAS., para efectos de cálculos se expresarán los datos de precio de energía en Dólares, por lo tanto el precio del KWh para el análisis de Net Metering de 317,201 \$/KWh será de 0,11 USD/KWh, mientras que para Net Billing el precio del KWh es de 0,07 USD/KWh, partiendo de un precio del dólar de \$ 3.000 colombianos (Precio máximo del dólar durante el año 2017) (Dolar Web, 2018)
- Nuestro primero escenario (1KW) tiene una producción anual el primer año de funcionamiento de 2.826,16131 KWh según los datos de la *Tabla 8.9*, por lo tanto, la venta de energía tendrá en total una producción en dinero calculada de la siguiente manera:

$$\text{Venta de energía} = \text{Producción anual KWh} \times \text{Precio del KWh}$$

$$V_{energía} = 2.826,16131 \text{ KWh} \times \frac{0,11 \text{ USD}}{\text{KWh}} = 310,88 \text{ USD}$$

Por lo tanto, el primer año de generación fotovoltaica bajo la política net metering generaría unos ingresos de \$ 932.633 (Novecientos treinta y dos mil seiscientos treinta y tres pesos moneda corriente).

Sin embargo, nuestro segundo año se verá afectado por dos indicadores, la degradación anual del panel y el aumento del precio de la energía. Para efectos del presente estudio la degradación anual del panel es de 0,008 % mientras que el aumento del precio de la energía es de 6,7 %. Por lo tanto, para el segundo año se puede estimar una producción a través de la siguiente ecuación:

$$\text{Producción segundo año} = \text{KWh primer año} \times (1 - \text{degradación del panel})$$

$$\text{KWh}_{\text{año 2}} = \text{KWh primer año} \times (1 - \text{degradación del panel})$$

$$\text{KWh}_{\text{año 2}} = 2.826,16131 \text{ KWh} \times (1 - 0,008)$$

$$\text{KWh}_{\text{año 2}} = 2802,60996 \text{ KWh}$$

Mientras que por otro lado la venta de energía también experimentará un aumento debido al incremento del precio de la energía estimado. Para el caso del segundo año en este primer escenario se tiene la siguiente ecuación:

$$\text{Venta de energía} = \text{KWh}_{\text{año 2}} \times [\text{USD KWh} \times (1 + \text{aumento USD KWh})]$$

$$V_{energía} = 2.802,60996 \text{ KWh} \times \left[0,11 \frac{\text{USD}}{\text{KWh}} \times (1 + 0.067) \right]$$

$$V_{energía} = 2.802,60996 \text{ KWh} \times [0,11 \text{ USD/KWh} \times 1.067]$$

$$V_{energía} = 2.802,60996 \text{ KWh} \times 0,11737 \text{ USD/KWh}$$

$$V_{energía} = 328,94 \text{ USD}$$

Estos valores demuestran que el pronóstico de generación fotovoltaica el segundo año generaría un ingreso de 328,94 USD o \$ \$986.826 (Novecientos ochenta y seis mil ochocientos veintiséis pesos moneda corriente).

Los cálculos de estos dos parámetros hallados también se realizan de la misma manera para en el caso de la política Net Billing con la única diferencia de que el precio de venta del KWh es modificado por el valor establecido de 0,07 USD/KWh.

De igual manera los cálculos de los escenarios planteados solo presentarán una diferencia de generación anual dependiendo de las condiciones climáticas y las características propias de la instalación fotovoltaica, pero en efecto los cálculos se desarrollan de la misma manera.

Por otro lado, **Beneficio anual**, hace referencia a los beneficios económicos obtenidos de la venta de energía restando los costos del seguro de la instalación y los gastos de mantenimiento, los cuales se promediaron en un 0,5% del valor del proyecto y corresponde a labores de limpieza de los paneles solares periódicamente para disminuir tanto como sea posible las pérdidas que puedan ser causadas por el ambiente y la suciedad en el arreglo fotovoltaico. El valor estipulado para los gastos de mantenimiento se verá afectado directamente por el IPC, de manera tal que sufrirá aumentos mensuales en el porcentaje estipulado de 4,09%. Mientras que el costo anual del seguro de la instalación tendrá un costo de 32 USD.

Los **Beneficios acumulados** se refieren a la sumatoria de los beneficios obtenidos a lo largo del tiempo de estudio de la instalación fotovoltaica.

La ***Tasa Interna de Retorno (TIR)*** es un indicador que permite medir el rendimiento de los fondos invertidos en la instalación del arreglo fotovoltaico y los costos que genera su funcionamiento. En este caso será nuestra más importante variable para tomar una decisión acerca de la mejor aplicabilidad de los escenarios y modalidades para la venta de energía.

La ***Tesorería acumulada*** hace referencia a la cantidad de dinero entrante al cliente, es decir la utilidad producida por la venta de energía después de todas las salidas económicas como son la cuota, los intereses, el seguro y el mantenimiento. A continuación, los resultados de las evaluaciones realizadas:

8.2.1. Evaluación del 1° Escenario - 1 KW

Net Metering

Precio de venta del KWh 0,11 USD/KWh.

Para la realización de un mejor análisis económico de la aplicación de los marcos regulatorios para la venta de excedentes de energía se hace una clasificación de los fondos utilizados para la instalación de los escenarios planteados de la siguiente manera, 1° Modalidad, 100% Fondos propios; 2° Modalidad, 100% financiados por entidades bancarias; 3° Modalidad, Financiado por entidad bancaria 60%, subvencionado a fondo perdido 30%, fondos propios 10%; para de esta manera obtener la *Figura 8.11*, *Figura 8.12* y la *Figura 8.13* respectivamente, las cuales se pueden apreciar a continuación, con la inclusión de las variables económicas a estudiar:

Realizando la sumatoria de los valores calculados y expuestos en la *Tabla 8.9*, se estima la energía generada durante el primer año de funcionamiento de la instalación fotovoltaica, la cual

es de 2.826,16131 KWh, valor a partir del cual se realizan los pronósticos de generación y de ventas de energía para obtener la gráfica de la *Figura 8.11*, la cual muestra el desempeño del primer escenario de 1 KWp con la aplicación de política Net Metering bajo las variables: Venta de energía, Tesorería acumulada, Beneficios acumulados, Beneficio anual, la Tasa Interna de Retorno (TIR).

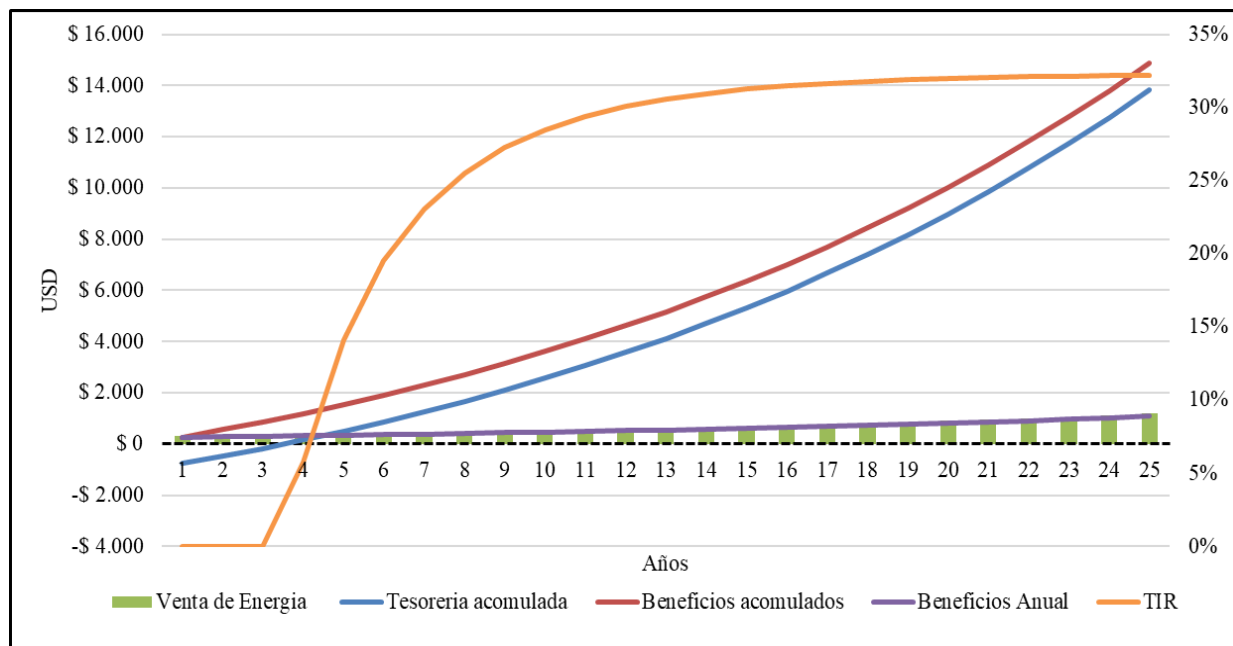


Figura 8.11. Gráfica Net Metering 1 KW, 1ª Modalidad.

Fuente: Elaboración Propia.

En la *Figura 8.11* se puede observar el comportamiento de la venta de energía a lo largo de los 25 años de la instalación fotovoltaica, tiempo que el fabricante garantiza que el panel solar contará con un 80% de rendimiento. Se puede apreciar una leve alza en este valor, ya que a pesar de una disminución de energía generada por el arreglo hay un aumento del precio de energía. De igual manera se evidencia un aumento del Beneficio anual, dinero producto de las ventas de energía a la red. Lo cual logra una acumulación de beneficios a medida que pasa el tiempo, por otro lado, la tesorería acumulada demuestra cómo desde la inversión inicial se alcanza el

equilibrio económico a partir de los dineros entrantes productos de la energía vendida menos los costos asociados al funcionamiento del arreglo fotovoltaico.

Además, la TIR evidencia el comportamiento de las variables ya mencionadas y a partir del cuarto año, con valores iniciales cercanos al 5% y con un valor final un poco por encima del 30% en el último año. En efectivo traduciría un ingreso al final de los 25 años de USD 13.836,88 o \$41'510.627 moneda corriente colombiana.

La segunda modalidad económica estudiada se observa en la *Figura 8.12* que cuenta con financiación del 100% de la inversión del arreglo fotovoltaico.

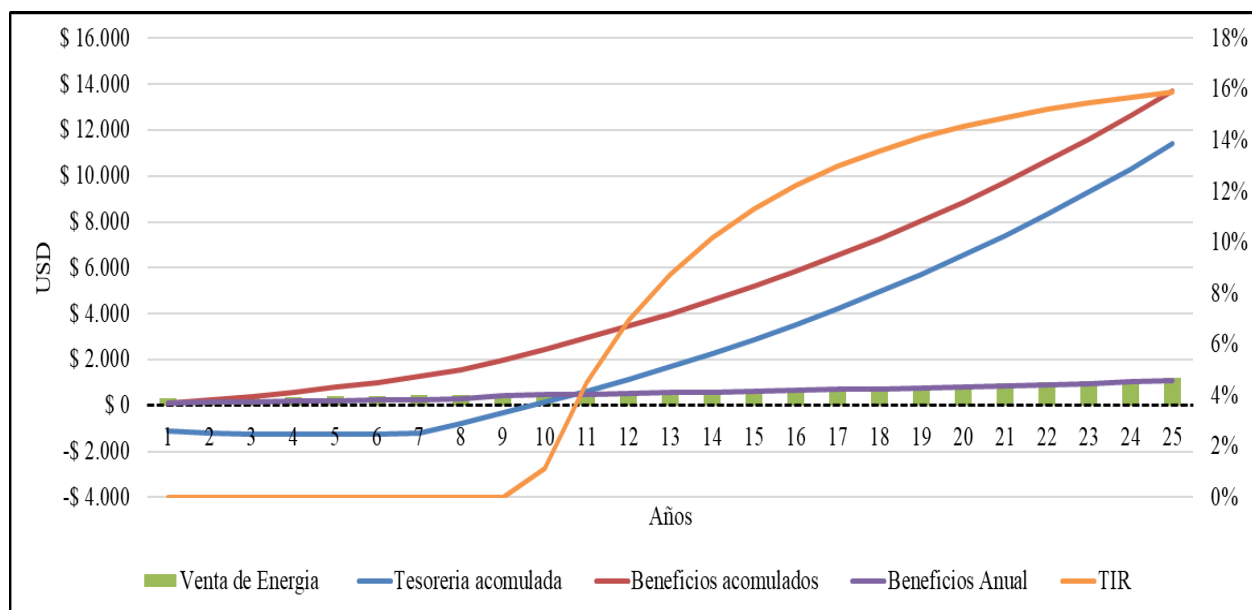


Figura 8.12. Gráfica Net Metering 1 KW, 2° Modalidad.

Fuente: Elaboración Propia.

En la *Figura 8.12* se puede observar el comportamiento de la venta de energía a lo largo de los 25 años de la instalación fotovoltaica. La venta de energía aumenta debido al aumento del precio de la energía, ya que en la producción si se presenta una disminución año tras año debido

a la degradación del panel. De esta manera el beneficio anual tiende al alza y se evidencia una acumulación de beneficios a medida que pasa el tiempo, por otro lado, la tesorería acumulada demuestra cómo desde la inversión inicial se alcanza el equilibrio económico a partir de los dineros entrantes productos de la energía vendida menos los costos asociados al funcionamiento del arreglo fotovoltaico.

Además, la TIR evidencia el comportamiento de las variables ya mencionadas y a partir del décimo año, con valores iniciales cercanos al 2% y con un valor final un poco por encima del 16% en el último año. En efectivo traduciría un ingreso al final de los 25 años de USD 11.396,19 o \$ 34'188.564 moneda corriente colombiana.

La tercera modalidad económica estudiada se observa en la *Figura 8.13* que cuenta con financiación del 60%, un préstamo a fondo perdido del 30% y además una participación del cliente con un 10% de la inversión del arreglo fotovoltaico.

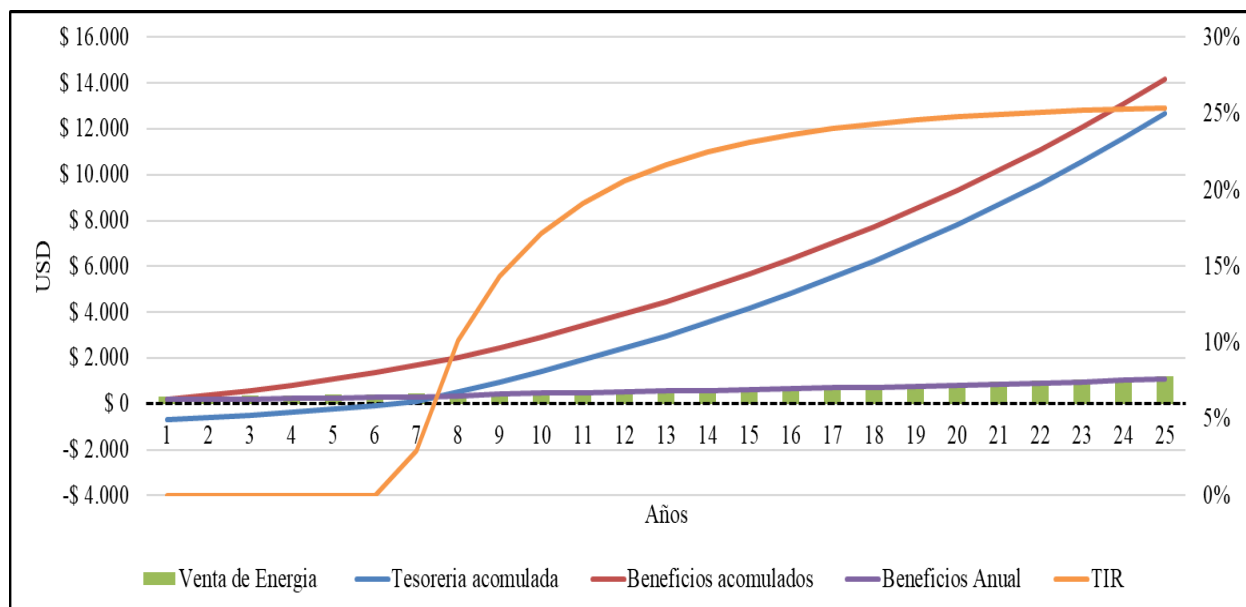


Figura 8.13. Gráfica Net Metering 1 KW, 3° Modalidad.
Fuente: Elaboración Propia.

En la *Figura 8.13* se puede observar el comportamiento de la venta de energía a lo largo de los 25 años de la instalación fotovoltaica. Y se evidencia. un crecimiento, este se debe al aumento del precio de la energía, aunque en la producción se presenta una disminución año tras año debido a la degradación del panel. De esta manera el beneficio anual tiende al alza y se evidencia una acumulación de beneficios a medida que pasa el tiempo, por otro lado, la tesorería acumulada demuestra cómo desde la inversión inicial se alcanza el equilibrio económico a partir de los dineros entrantes productos de la energía vendida menos los costos asociados al funcionamiento del arreglo fotovoltaico.

La TIR en esta modalidad evidencia a partir del séptimo año un crecimiento cercano al 3% y con un valor final muy próximo al 26% en el último año. En efectivo traduciría un ingreso al final de los 25 años de USD 12.684,46 o \$38'053.389 moneda corriente colombiana.

Net Billing

Precio de venta del KWh 0,07 USD.

Análisis realizado bajo 3 modalidades: 1° Modalidad, 100% Fondos propios. 2° Modalidad, 100% financiados por entidades bancarias. 3° Modalidad, Financiado por entidad bancaria 60%, subvencionado a fondo perdido 30%, fondos propios 10%. De esta manera se obtienen la *Figura 8.14*, *Figura 8.15* y *Figura 8.16* respectivamente, las cuales se pueden apreciar a continuación, con la inclusión de las variables económicas estudiadas: Venta de energía, Tesorería acumulada, Beneficios acumulados, Beneficio anual, la Tasa Interna de Retorno (TIR).

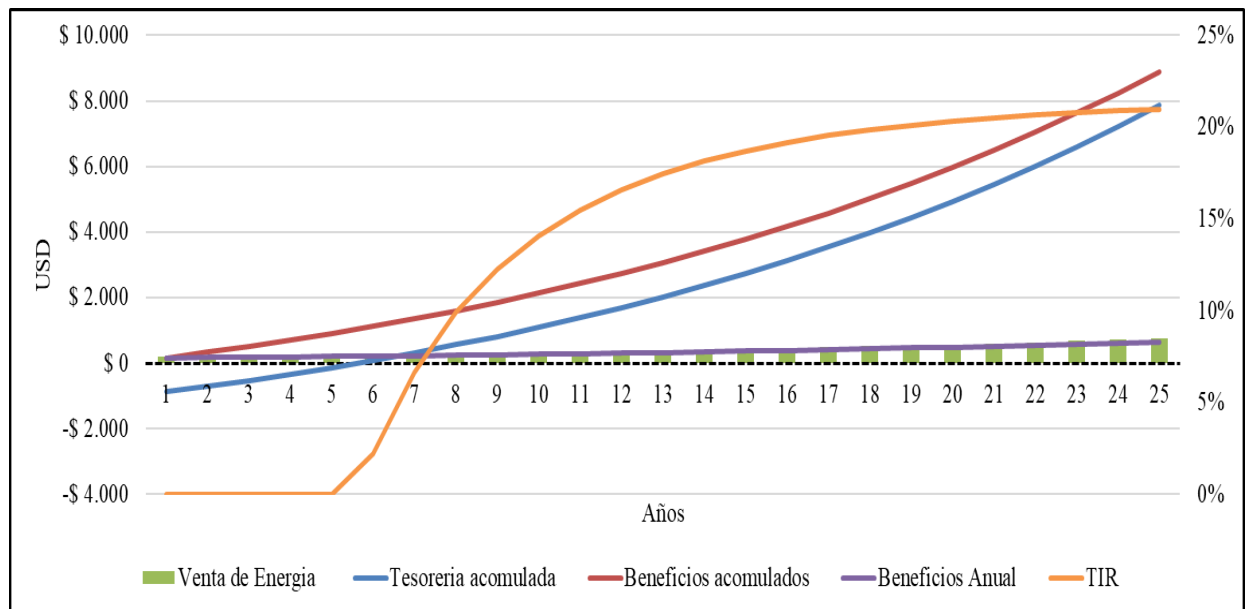


Figura 8.14. Gráfica Net Billing 1 KW, 1ª Modalidad

Fuente: Elaboración Propia.

En la *Figura 8.14* se observa el comportamiento de la venta de energía a lo largo de los 25 años de la instalación fotovoltaica. Se aprecia un aumento en este indicativo, que se debe al aumento del precio del KWh en el tiempo de vida útil del panel a pesar de la disminución en la energía generada debido a su degradación. Se evidencia un aumento del Beneficio anual, dinero producto de las ventas de energía a la red. Lo cual logra una gran acumulación de beneficios a medida que pasa el tiempo, por otro lado, la tesorería acumulada demuestra desde la inversión inicial, y el equilibrio económico a partir de los dineros entrantes productos de la energía vendida menos los costos asociados al funcionamiento del arreglo fotovoltaico.

Además, la TIR evidencia a partir del sexto año valores iniciales cercanos al 3% y con un valor final un poco por encima del 20% en el último año. En efectivo traduciría un ingreso al final de los 25 años de USD 7.856,87 o \$ 23'570.607 moneda corriente colombiana.

La segunda modalidad económica estudiada se observa en la *Figura 8.15* que cuenta con financiación del 100% de la inversión del arreglo fotovoltaico.

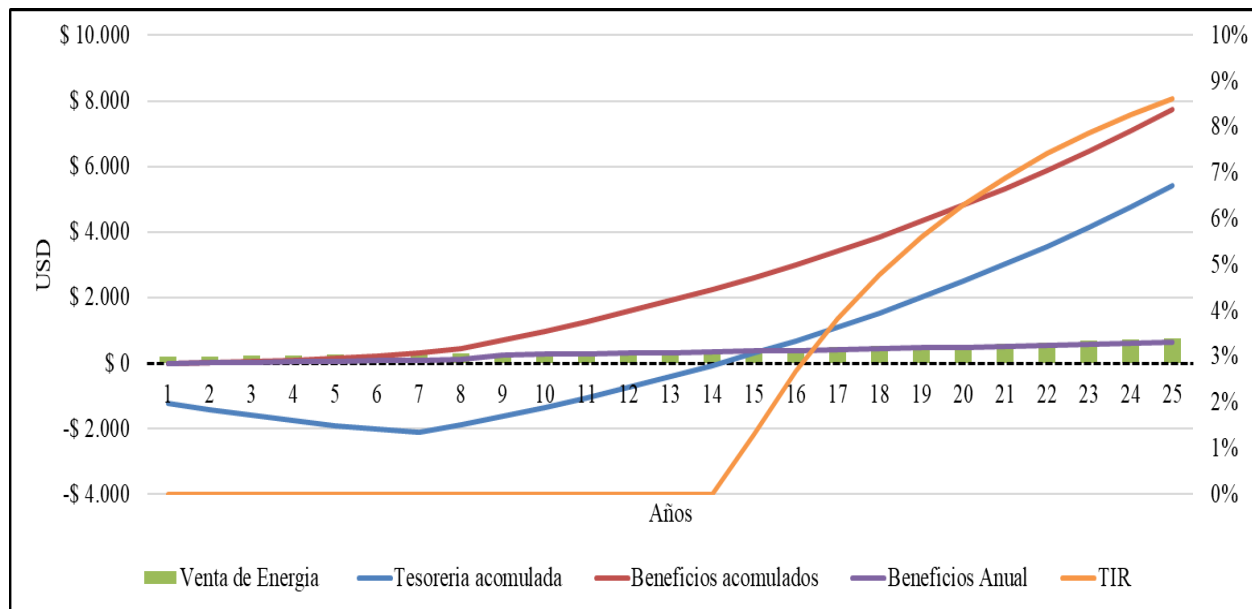


Figura 8.15. Gráfica Net Billing 1 KW, 2ª Modalidad

Fuente: Elaboración Propia.

En la *Figura 8.15* se observar el comportamiento de la venta de energía a lo largo de los 25 años de la instalación fotovoltaica. Esta presenta un aumento a lo largo de los años, debido al aumento del precio de venta de la energía. De esta manera el beneficio anual tiende al alza y se evidencia una acumulación de beneficios a medida que pasa el tiempo, por otro lado, la tesorería acumulada demuestra la economía desde la inversión inicial, pasar por el equilibrio económico y la evidencia de utilidades del arreglo fotovoltaico.

La TIR en esta modalidad muestra un aumento a partir del décimo quinto año, con valores iniciales cercanos al 2% y con un valor final un poco por encima del 8% en el último año. En efectivo traduciría un ingreso al final de los 25 años de USD 5.416,18 o \$ 16'248.544 moneda corriente colombiana.

La tercera modalidad económica se observa en la *Figura 8.16*, esta posee una financiación del 60%, un préstamo a fondo perdido del 30% y una participación del cliente con un 10% de la inversión del arreglo fotovoltaico.

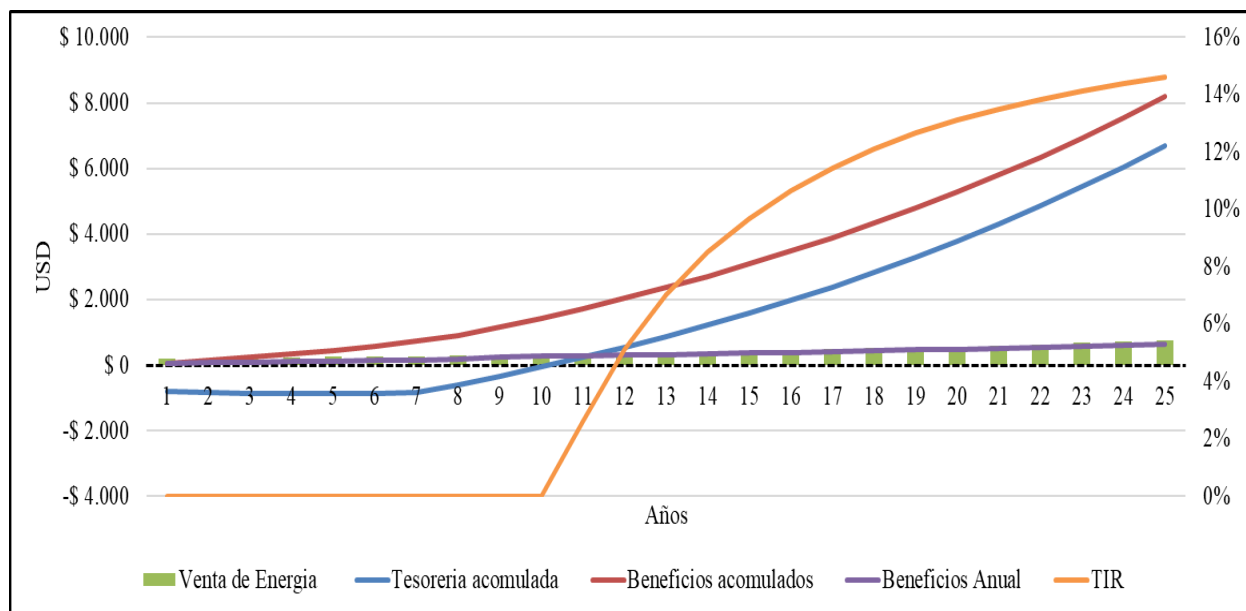


Figura 8.16. Gráfica Net Billing 1 KW, 3° Modalidad

Fuente: Elaboración Propia.

En la *Figura 8.16* se puede observar el comportamiento de la venta de energía a lo largo de los 25 años de la instalación fotovoltaica. La cual presenta un aumento a lo largo de los años y es debido al aumento del precio de venta de la energía porque la producción energética presenta una disminución debido a la degradación del panel. De esta manera el beneficio anual tiende al alza y se evidencia una acumulación de beneficios a medida que pasa el tiempo, por otro lado, la tesorería acumulada demuestra cómo desde la inversión inicial se alcanza el equilibrio económico a partir de los dineros entrantes productos de la energía vendida menos los costos asociados al funcionamiento del arreglo fotovoltaico.

La TIR en esta modalidad muestra un aumento a partir del décimo primer año, con porcentaje inicial cercano al 3% y con un valor final cercano al 15% en el último año. En efectivo traduciría un ingreso al final de los 25 años de USD 6.704,46 o \$ 20'113.369 moneda corriente colombiana.

8.2.2. Evaluación del 2° Escenario - 3 KW

Net metering

Precio de venta del KWh 0,11 USD/KWh.

Analizado bajo tres modalidades: 1° Modalidad, 100% Fondos propios. 2° Modalidad, 100% financiados por entidades bancarias. 3° Modalidad, Financiado por entidad bancaria 60%, subvencionado a fondo perdido 30%, fondos propios 10%. De esta manera se obtienen la *Figura 8.17*, *Figura 8.18* y la *Figura 8.19* respectivamente las cuales se pueden apreciar a continuación.

Realizando la sumatoria de los valores calculados y expuestos en la *Tabla 8.11*, se estima la energía generada durante el primer año de funcionamiento de la instalación fotovoltaica, la cual es de 7.065,40327 KWh, valor a partir del cual se realizan los pronósticos de generación y de ventas de energía para obtener la gráfica de la *Figura 8.17*, la cual muestra el desempeño del segundo escenario de 3 KWp con la aplicación de política Net Metering bajo las variables: Venta de energía, Tesorería acumulada, Beneficios acumulados, Beneficio anual, la Tasa Interna de Retorno (TIR).

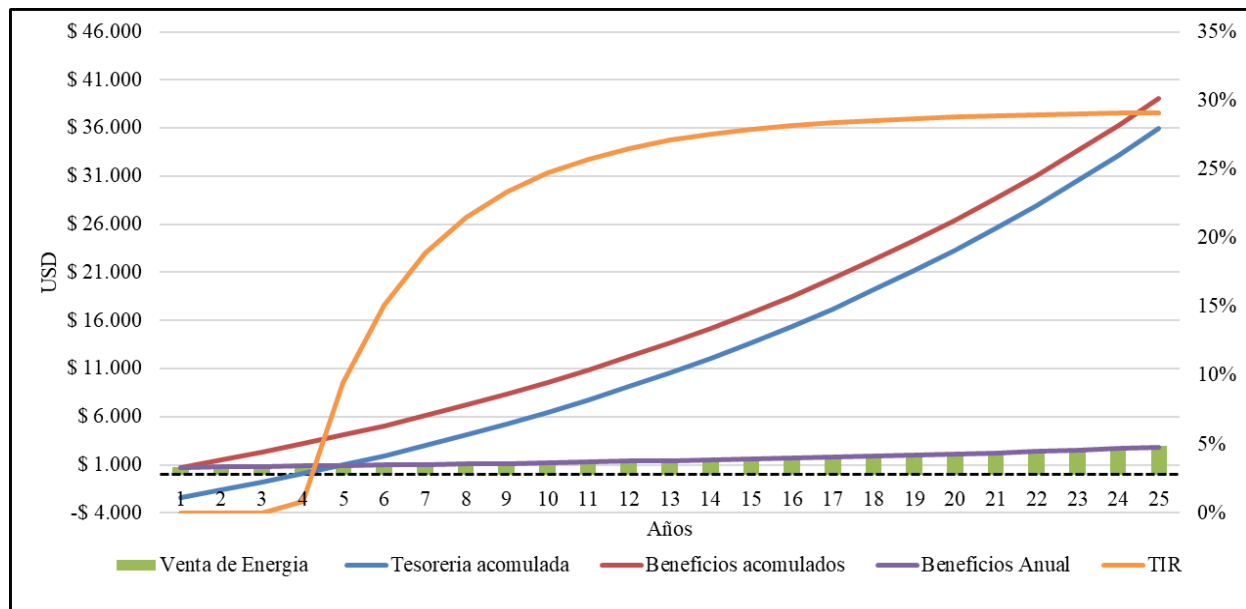


Figura 8.17. Gráfica Net Metering 3 KW, 1ª Modalidad.

Fuente: Elaboración Propia.

En la *Figura 8.17* se puede observar el comportamiento de la venta de energía a lo largo de los 25 años de la instalación fotovoltaica. Se puede apreciar una disminución de este valor y se debe a la disminución de energía generada por el arreglo. De igual manera se evidencia una disminución del Beneficio anual, dinero producto de las ventas de energía a la red. Sin embargo, esta cantidad sí logra una acumulación de beneficios a medida que pasa el tiempo, por otro lado, la tesorería acumulada demuestra cómo desde la inversión inicial se alcanza el equilibrio económico a partir de los dineros entrantes productos de la energía vendida menos los costos asociados al funcionamiento del arreglo fotovoltaico.

Además, la TIR evidencia el comportamiento de las variables ya mencionadas y a partir del cuarto año, con valor inicial del 1% y con un valor final muy próximo al 30% en el último año. En efectivo traduciría un ingreso al final de los 25 años de USD 35.986,00 o \$ 107'957.993 moneda corriente colombiana.

La segunda modalidad económica estudiada se observa en la *Figura 8.18* que cuenta con financiación del 100% de la inversión del arreglo fotovoltaico.

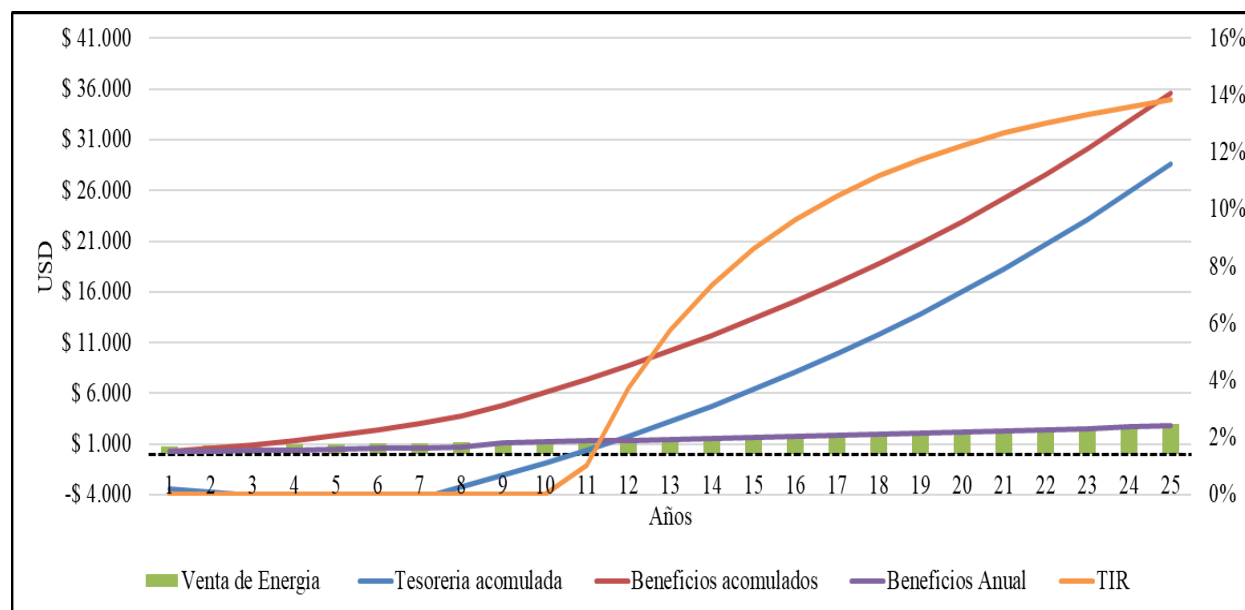


Figura 8.18. Gráfica Net Metering 3 KW, 2° Modalidad.

Fuente: Elaboración Propia.

En la *Figura 8.18* se puede observar el comportamiento de la venta de energía a lo largo de los 25 años de la instalación fotovoltaica. Esta venta presenta un aumento a lo largo de los años y es debido al aumento del precio de venta de la energía porque la producción energética presenta una disminución debido a la degradación del panel. De esta manera el beneficio anual tiende al alza y se evidencia una acumulación de beneficios a medida que pasa el tiempo, por otro lado, la tesorería acumulada demuestra cómo desde la inversión inicial se alcanza el equilibrio económico a partir de los dineros entrantes productos de la energía vendida menos los costos asociados al funcionamiento del arreglo fotovoltaico.

La TIR en esta modalidad muestra un aumento a partir del décimo primer año, con valores iniciales cercanos al 2% y con un valor final un poco por encima del 13% en el último

año. En efectivo traduciría un ingreso al final de los 25 años de USD 28.663,93 o \$ 85'991.803 moneda corriente colombiana.

La tercera modalidad económica estudiada se observa en la *Figura 8.19* que cuenta con financiación del 60%, un préstamo a fondo perdido del 30%, además una participación del cliente con un 10% de la inversión del arreglo fotovoltaico.

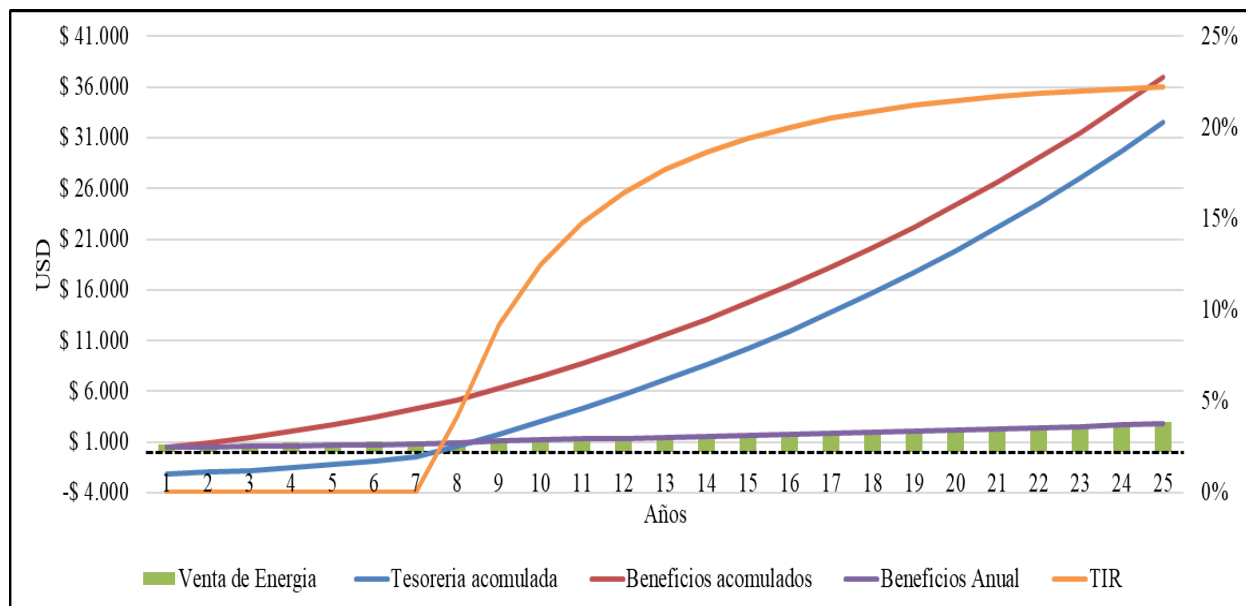


Figura 8.19. Gráfica Net Metering 3 KW, 3° Modalidad.

Fuente: Elaboración Propia.

En la *Figura 8.19* se puede observar el comportamiento de la venta de energía a lo largo de los 25 años de la instalación fotovoltaica. Esta venta presenta un aumento a lo largo de los años y es debido al aumento del precio de venta de la energía porque la producción energética presenta una disminución debido a la degradación del panel. De esta manera el beneficio anual tiende al alza y se evidencia una acumulación de beneficios a medida que pasa el tiempo, por otro lado, la tesorería acumulada demuestra cómo desde la inversión inicial se alcanza el equilibrio económico a partir de los dineros entrantes productos de la energía vendida menos los costos asociados al funcionamiento del arreglo fotovoltaico.

La TIR en esta modalidad muestra un aumento a partir del octavo año, con valor inicial cercano al 5% y con un valor final un poco por encima del 20% en el último año. Al final de los 25 años esta modalidad indica ingresos de USD 32.528,76 o \$ 97'586.279 moneda corriente colombiana.

Net Billing

Precio de venta del KWh 0,07 USD.

Análisis realizado bajo 3 modalidades: 1° Modalidad, 100% Fondos propios. 2° Modalidad, 100% financiados por entidades bancarias. 3° Modalidad, Financiado por entidad bancaria 60%, subvencionado a fondo perdido 30%, fondos propios 10%. De esta manera se obtienen la *Figura 8.20*, *Figura 8.21* y *Figura 8.22* respectivamente, las cuales se pueden apreciar a continuación, con la inclusión de las variables económicas a estudiar: Venta de energía, Tesorería acumulada, Beneficios acumulados, Beneficio anual, la Tasa Interna de Retorno (TIR).

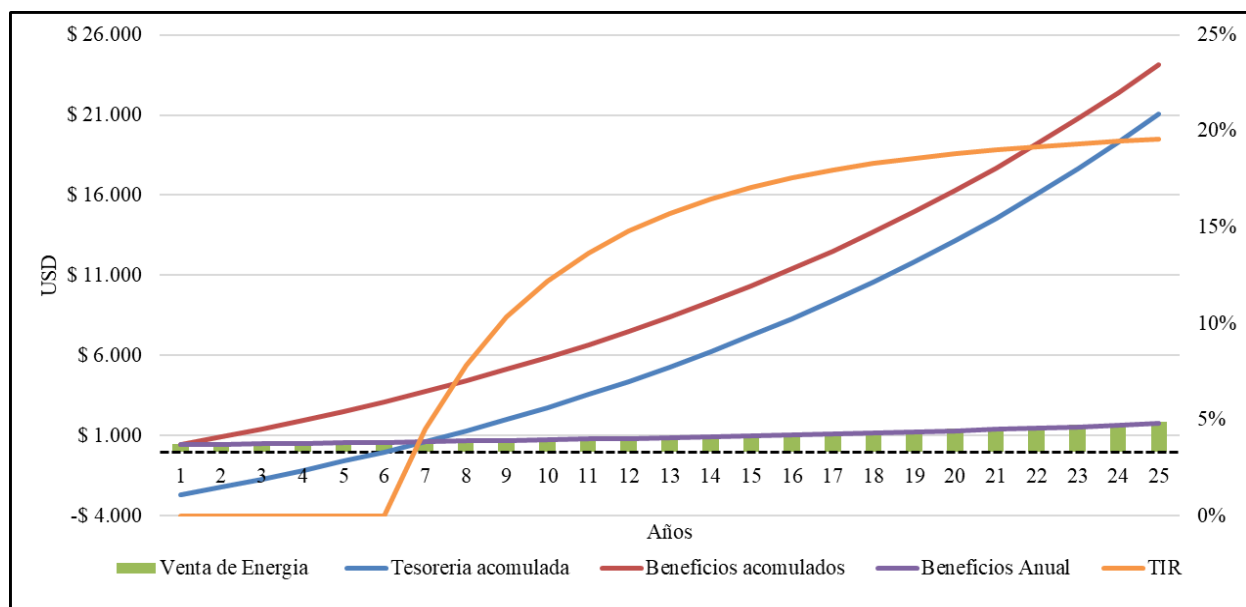


Figura 8.20. Gráfica Net Billing 3 KW, 1° Modalidad

Fuente: Elaboración Propia.

La *Figura 8.20* muestra el comportamiento de la venta de energía a lo largo de los 25 años de la instalación fotovoltaica, se logra ver un aumento de los dineros obtenidos de la misma, debido al aumento del precio del KWh a lo largo de los 25 años. a pesar de la disminución de energía generada por el arreglo. El Beneficio anual logra una tendencia al alza y de igual manera logra una acumulación de beneficios a medida que pasa el tiempo. La tesorería acumulada demuestra que se alcanza el equilibrio económico a partir de los dineros entrantes productos de la energía vendida menos los costos asociados al funcionamiento del arreglo fotovoltaico.

Además, la TIR evidencia el comportamiento de las variables ya mencionadas y a partir del séptimo año, con valor inicial cercano al 4% y con un valor final cercano al 20% en el último año. En efectivo traduciría un ingreso al final de los 25 años de USD 21.035,98 o \$63'107.943 moneda corriente colombiana.

La segunda modalidad económica estudiada se observa en la *Figura 8.21* que cuenta con financiación del 100% de la inversión del arreglo fotovoltaico.

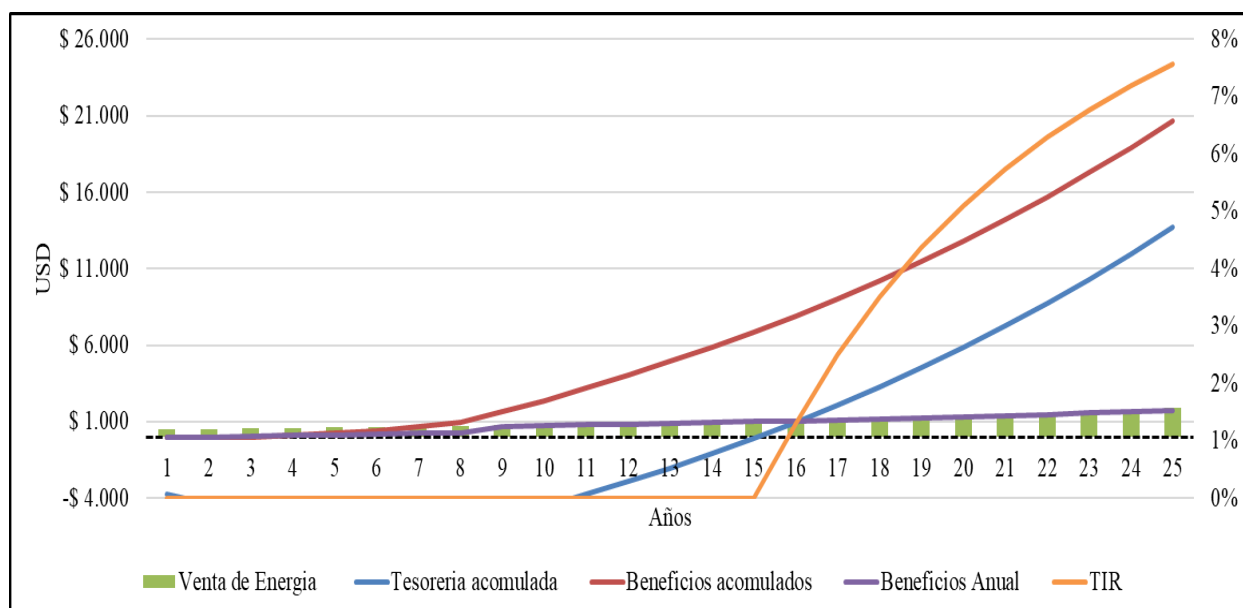


Figura 8.21. Gráfica Net Billing 3 KW, 2° Modalidad

Fuente: Elaboración Propia.

En la *Figura 8.21* se puede observar el comportamiento de la venta de energía a lo largo de los 25 años de la instalación fotovoltaica, se evidencia un crecimiento de los dineros entrantes que se puede corroborar con el beneficio anual, que logra una tendencia al alza y de igual manera logra una acumulación de beneficios a medida que pasa el tiempo, además, a través del índice de tesorería acumulada demuestra cómo desde la inversión inicial se alcanza el equilibrio económico a partir de los dineros entrantes productos de la energía vendida menos los costos asociados al funcionamiento del arreglo fotovoltaico.

La TIR evidencia el comportamiento de las variables ya mencionadas y a partir del décimo sexto año, con valor inicial cercano al 2% y con un valor final próximo al 8% en el último año. En efectivo traduciría un ingreso al final de los 25 años de USD 13.713,92 o \$41'141.753 moneda corriente colombiana.

La tercera modalidad económica estudiada se observa en la *Figura 8.22* que cuenta con financiación del 60%, un préstamo a fondo perdido del 30%, además una participación del cliente con un 10% de la inversión del arreglo fotovoltaico

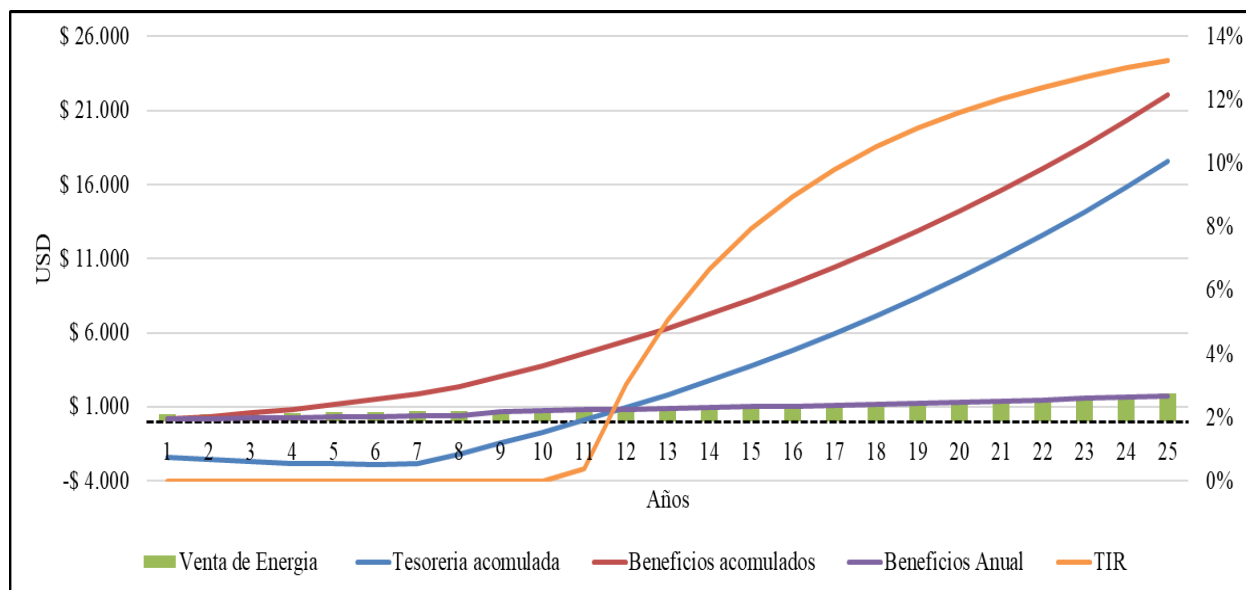


Figura 8.22. Gráfica Net Billing 3 KW, 3° Modalidad
Fuente: Elaboración Propia.

En la *Figura 8.22* se puede observar el comportamiento de la venta de energía a lo largo de los 25 años de la instalación fotovoltaica, y se logra ver un aumento de los dineros obtenidos de la misma, debido al aumento del precio del KWh a lo largo de los 25 años. a pesar de la disminución de energía generada por el arreglo. El Beneficio anual logra una tendencia al alza y de igual manera logra una acumulación de beneficios a medida que pasa el tiempo, por otro lado, la tesorería acumulada demuestra cómo desde la inversión inicial se alcanza el equilibrio económico a partir de los dineros entrantes productos de la energía vendida menos los costos asociados al funcionamiento del arreglo fotovoltaico.

Además, la TIR evidencia el comportamiento de las variables ya mencionadas y a partir del décimo primer año, con valor inicial 0,38% y con un valor final próximo al 14% en el último año. En efectivo traduciría un ingreso al final de los 25 años de USD 17.578,74 o \$52'736.229 moneda corriente colombiana.

8.2.3. Evaluación del 3° Escenario - 5 KW

Net Metering

Precio de venta del KWh 0,11 USD.

Analizado bajo tres modalidades: 1° Modalidad, 100% Fondos propios. 2° Modalidad, 100% financiados por entidades bancarias. 3° Modalidad, Financiado por entidad bancaria 60%, subvencionado a fondo perdido 30%, fondos propios 10%. De esta manera se obtienen la *Figura 8.23*, *Figura 8.24* y *Figura 8.25* respectivamente, las cuales se pueden apreciar a continuación, con la inclusión de las variables económicas a estudiar.

Realizando la sumatoria de los valores calculados y expuestos en la *Tabla 8.13* se estima la energía generada durante el primer año de funcionamiento de la instalación fotovoltaica, la cual es de 11.481,280312 KWh, valor a partir del cual se realizan los pronósticos de generación y de ventas de energía para obtener la gráfica de la *Figura 8.23*, la cual muestra el desempeño del tercer escenario de 5 KWp con la aplicación de política Net Metering bajo las variables: Venta de energía, Tesorería acumulada, Beneficios acumulados, Beneficio anual, la Tasa Interna de Retorno (TIR).

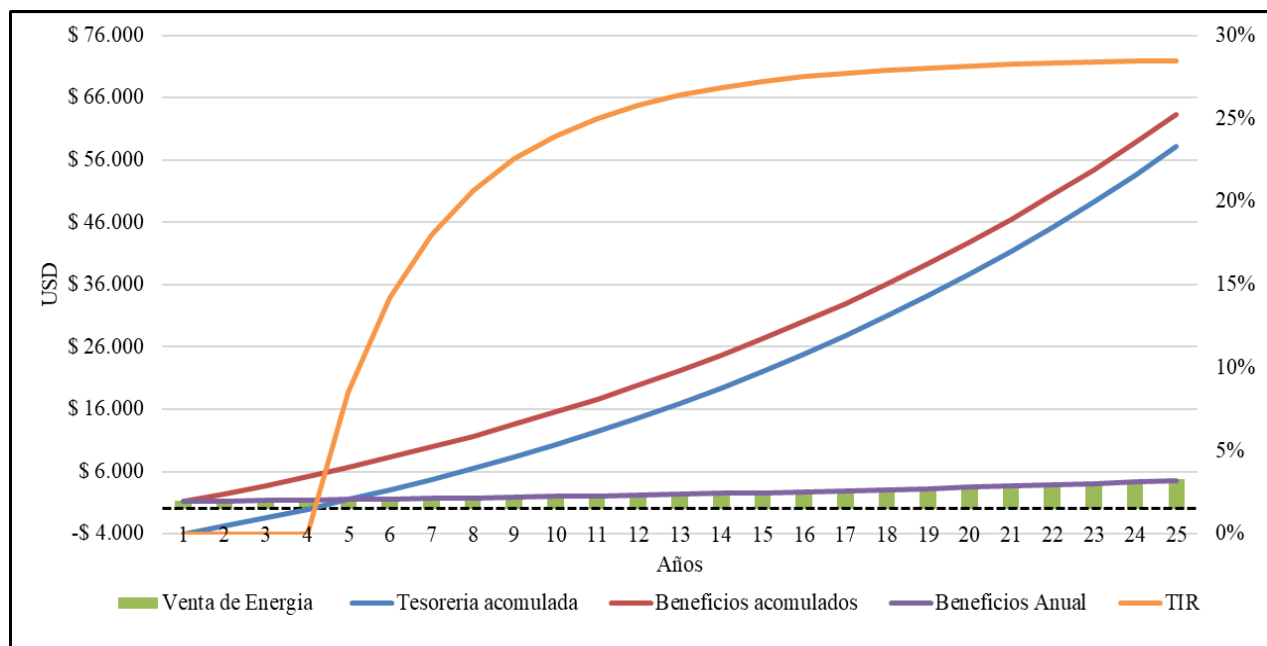


Figura 8.23. Gráfica Net Metering 5 KW, 1ª Modalidad.

Fuente: Elaboración Propia.

En la *Figura 8.23* se puede observar el comportamiento de la venta de energía a lo largo de los 25 años de la instalación fotovoltaica, tomado como el tiempo que el fabricante garantiza para que el panel solar cuente hasta con un 80% de rendimiento. Se aprecia un aumento de la energía vendida, lo cual se debe al aumento del precio del KWh porque la energía producida por el arreglo del panel experimenta una disminución a partir de su segundo año por variable de

degradación del panel. De igual manera se evidencia un aumento del Beneficio anual, dinero producto de las ventas de energía a la red. Lo que favorece la acumulación de beneficios a medida que pasa el tiempo, por otro lado, la tesorería acumulada demuestra cómo desde la inversión inicial se alcanza el equilibrio económico a partir de los dineros entrantes productos de la energía vendida menos los costos asociados al funcionamiento del arreglo fotovoltaico.

Además, la TIR evidencia el comportamiento de las variables ya mencionadas y el quinto año experimenta un valor inicial de 8,5% y con un valor final cercano al 30% en el último año. En efectivo traduciría un ingreso al final de los 25 años de USD 58.135,12 o \$174'405.358 moneda corriente colombiana. La segunda modalidad económica estudiada se observa en la *Figura 8.24* que cuenta con financiación del 100% de la inversión del arreglo fotovoltaico.

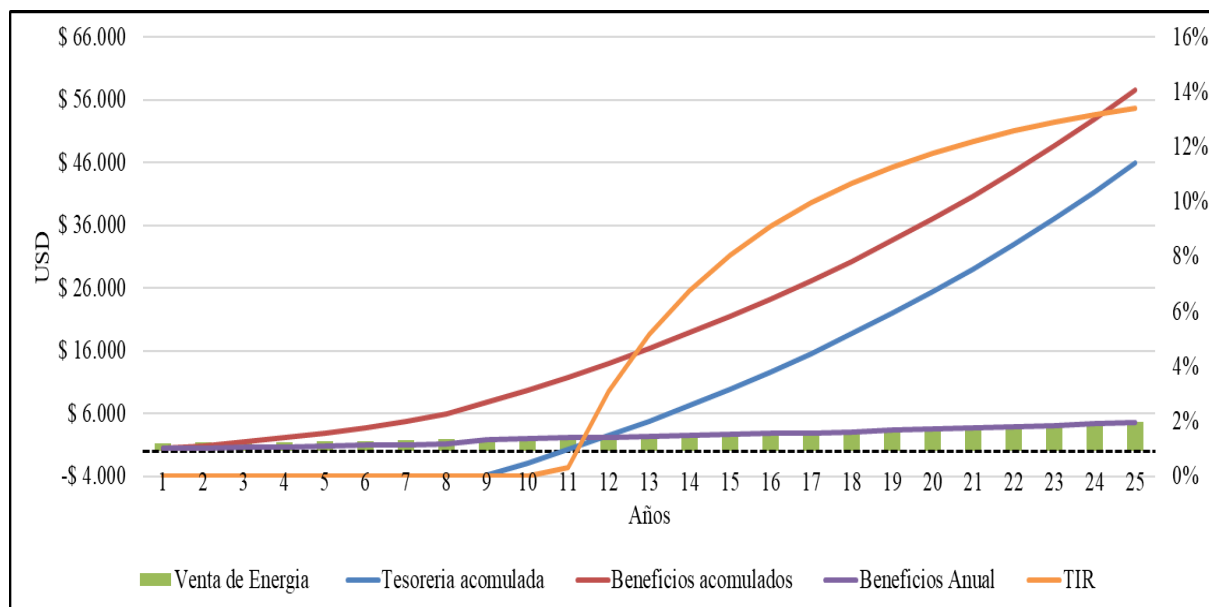


Figura 8.24. Gráfica Net Metering 5 KW, 2° Modalidad.

Fuente: Elaboración Propia.

En la *Figura 8.24* se puede observar el comportamiento de la venta de energía a lo largo de los 25 años de la instalación fotovoltaica. Esta venta presenta un aumento a lo largo de los años y es debido al aumento del precio de venta de la energía porque la producción energética

presenta una disminución debido a la degradación del panel. De esta manera el beneficio anual tiende al alza y se evidencia una acumulación de beneficios a medida que pasa el tiempo, por otro lado, la tesorería acumulada demuestra cómo desde la inversión inicial se alcanza el equilibrio económico a partir de los dineros entrantes productos de la energía vendida menos los costos asociados al funcionamiento del arreglo fotovoltaico.

La TIR en esta modalidad muestra un aumento a partir del décimo primer año, con valor inicial 0,33% y con un valor final un poco por encima del 13% en el último año. En efectivo traduciría un ingreso al final de los 25 años de USD 45.931,68 o \$ 137'795.042 moneda corriente colombiana.

La tercera modalidad económica estudiada se observa en la *Figura 8.25* que cuenta con financiación del 60%, un préstamo a fondo perdido del 30%, además una participación del cliente con un 10% de la inversión del arreglo fotovoltaico.

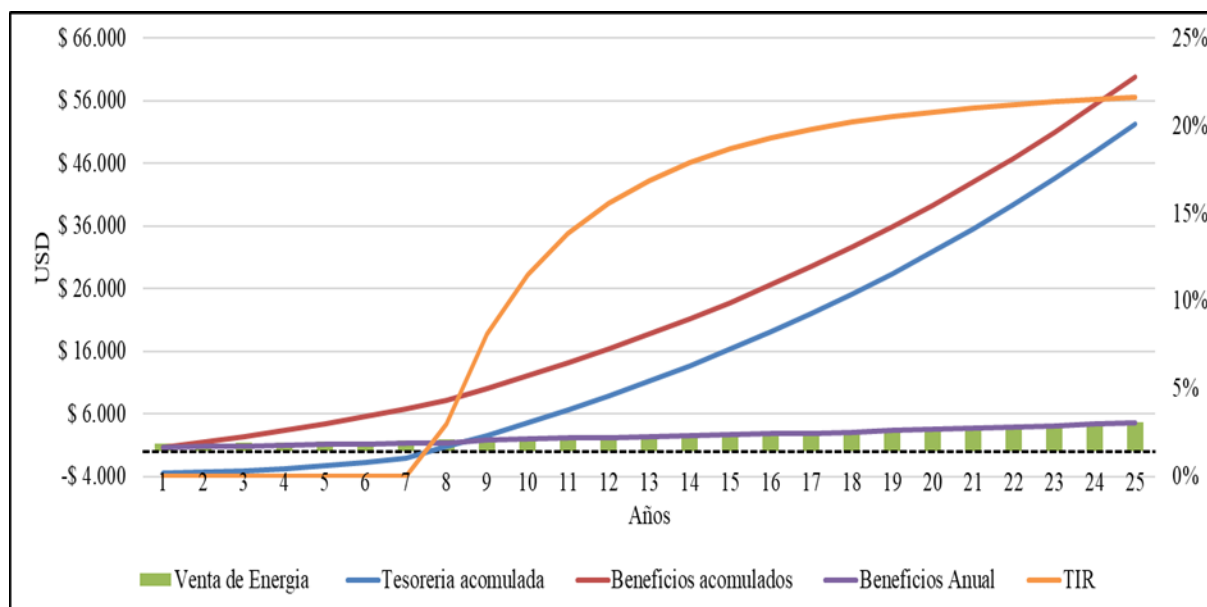


Figura 8.25. Gráfica Net Metering 5 KW, 3° Modalidad.

Fuente: Elaboración Propia.

En la *Figura 8.25* se puede observar el comportamiento de la venta de energía a lo largo de los 25 años de la instalación fotovoltaica. Esta venta presenta un aumento a lo largo de los años y es debido al aumento del precio de venta de la energía porque la producción energética presenta una disminución debido a la degradación del panel. De esta manera el beneficio anual tiende al alza y se evidencia una acumulación de beneficios a medida que pasa el tiempo. La tesorería acumulada demuestra que se alcanza el equilibrio económico a partir de los dineros entrantes menos los costos asociados al funcionamiento del arreglo fotovoltaico.

La TIR en esta modalidad muestra un aumento a partir del octavo año, con valor inicial 2,97% y con un valor final un poco por encima del 21% en el último año. En efectivo traduciría un ingreso al final de los 25 años de USD 52.373,06 o \$157'119.168 moneda corriente colombiana.

Net Billing

Precio de venta del KWh 0,07 USD.

Análisis realizado bajo 3 modalidades: 1° Modalidad, 100% Fondos propios. 2° Modalidad, 100% financiados por entidades bancarias. 3° Modalidad, Financiado por entidad bancaria 60%, subvencionado a fondo perdido 30 %, fondos propios 10%. De esta manera se obtienen la *Figura 8.26*, *Figura 8.27* y *Figura 8.28* respectivamente, las cuales se pueden apreciar a continuación, con la inclusión de las variables económicas estudiadas: Venta de energía, Tesorería acumulada, Beneficios acumulados, Beneficio anual, la Tasa Interna de Retorno (TIR).

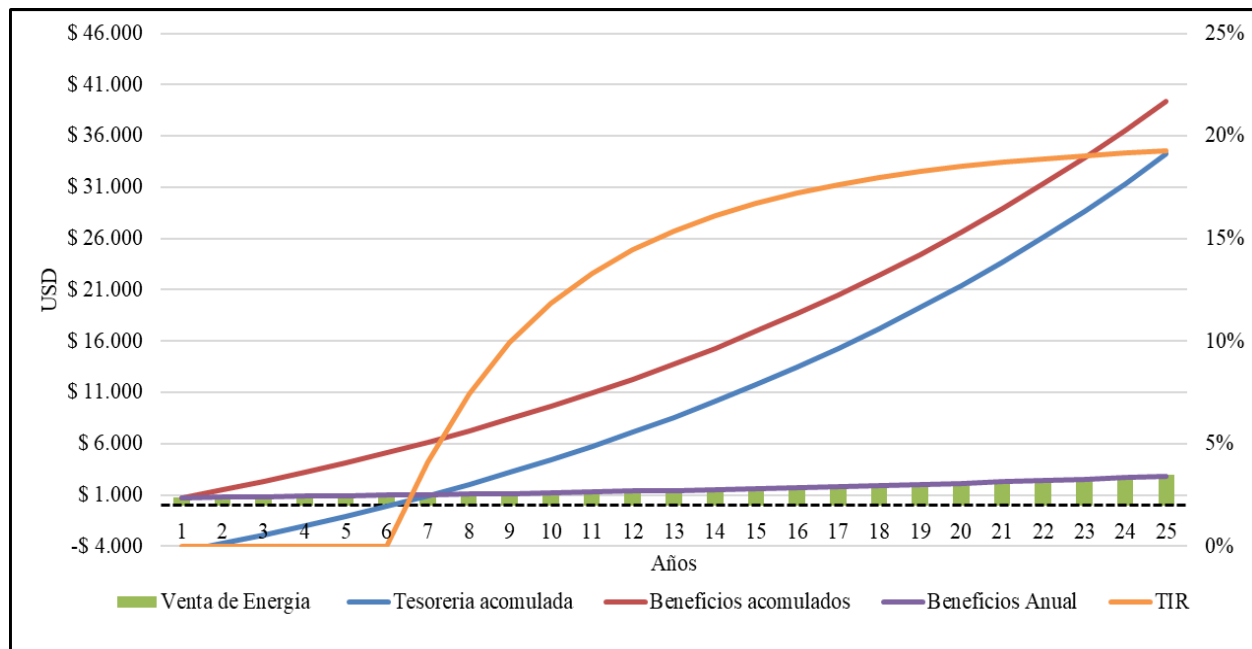


Figura 8.26. Gráfica Net Billing 5 KW, 1ª Modalidad

Fuente: Elaboración Propia.

La figura 8.26, demuestra el comportamiento de la venta de energía a lo largo de los 25 años de la instalación fotovoltaica, se logra ver un aumento de los dineros obtenidos de la misma, debido al aumento del precio del KWh a lo largo de los 25 años, a pesar de la disminución de energía generada por el arreglo. El Beneficio anual logra una tendencia al alza y de igual manera logra una acumulación de beneficios a medida que pasa el tiempo, la tesorería acumulada demuestra que la inversión inicial se logra recuperar producto de los dineros entrantes producto de la energía vendida menos los costos asociados al funcionamiento del arreglo fotovoltaico.

Además, la TIR evidencia el comportamiento de las variables ya mencionadas y a partir del séptimo año, con valores iniciales cercanos al 4% y con un valor final cercano al 20% en el último año. En efectivo traduciría un ingreso al final de los 25 años de USD 34.215,09 o \$102.645.279 moneda corriente colombiana.

La segunda modalidad económica estudiada se observa en la **Figura 8.27**, financiación del 100% de la inversión del arreglo fotovoltaico.

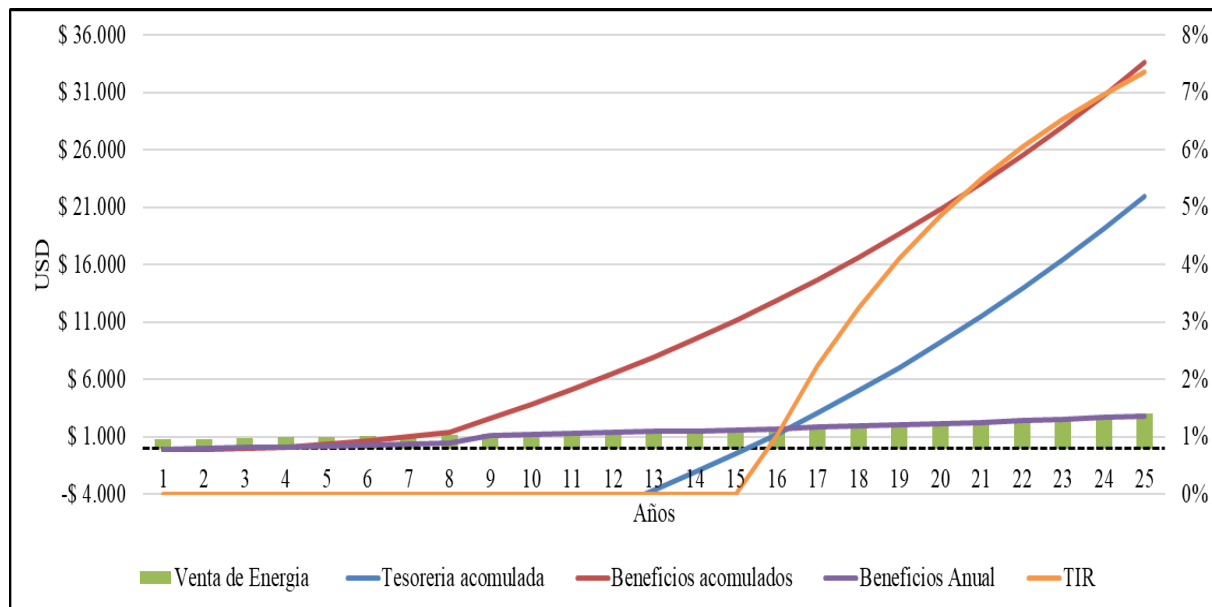


Figura 8.27. Gráfica Net Billing 5 KW, 2ª Modalidad

Fuente: Elaboración Propia.

En la **Figura 8.27** se puede observar el comportamiento de la venta de energía a lo largo de los 25 años de la instalación fotovoltaica. Presenta un aumento que se debe al aumento del precio de venta de la energía porque la producción energética presenta una disminución debido a la degradación del panel. El beneficio anual tiende al alza y acumula beneficios a medida que pasa el tiempo, la tesorería acumulada demuestra cómo desde la inversión inicial se alcanza el equilibrio económico a partir de los dineros entrantes productos de la energía vendida menos los costos asociados al funcionamiento del arreglo fotovoltaico.

La TIR en esta modalidad muestra un aumento a partir del décimo sexto año, con valor inicial de 1% y valor final un poco por encima del 7% en el último año. En efectivo traduciría un ingreso al final de los 25 años de USD 22.011,65 o \$66'034.963 moneda corriente colombiana.

La tercera modalidad económica estudiada se observa en la **Figura 8.28** que cuenta con financiación del 60%, un préstamo a fondo perdido del 30%, además una participación del cliente con un 10% de la inversión del arreglo fotovoltaico.

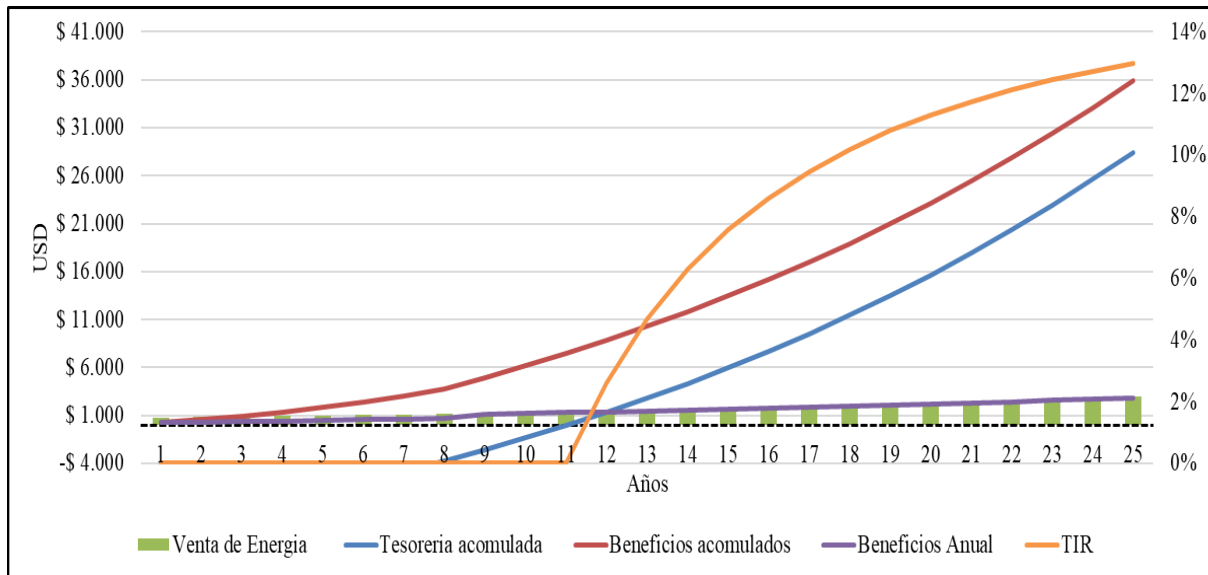


Figura 8.28. Gráfica Net Billing 5 KW, 3ª Modalidad

Fuente: Elaboración Propia.

En la **Figura 8.28** se puede observar el comportamiento de la venta de energía a lo largo de los 25 años de la instalación fotovoltaica. Esta venta presenta un aumento a lo largo de los años y es debido al aumento del precio de venta de la energía porque la producción energética presenta una disminución debido a la degradación del panel. De esta manera el beneficio anual tiende al alza y se evidencia una acumulación de beneficios a medida que pasa el tiempo, por otro lado, la tesorería acumulada demuestra cómo desde la inversión inicial se alcanza el equilibrio económico a partir de los dineros entrantes productos de la energía vendida menos los costos asociados al funcionamiento del arreglo fotovoltaico.

La TIR en esta modalidad muestra un aumento a partir del décimo segundo año, con valor inicial 2,62% y con un valor final un poco por encima del 12% en el último año. En efectivo

traduciría un ingreso al final de los 25 años de USD 28.453,03 o \$85'359.089 moneda corriente colombiana. Para el análisis de las gráficas correspondientes a los diferentes escenarios planteados (1, 3 y 5 KWp), bajo las políticas Net Metering y Net Billing y modalidad de inversión, 100% cliente, 100% financiado por entidad bancaria y una participación 10% cliente, 60% financiado y 30% un préstamo a fondo perdido, se resumen los resultados en la *Tabla 8.16*.

Tabla 8.16.*Evaluaciones de escenarios instalados.*

		1 KWp		3 KWp		5KWp	
		NM	NB	NM	NB	NM	NB
100% Cliente	Utilidad 25 años	USD 13.836,88	USD 7.856,87	USD 35.986,00	USD 21.035,98	USD 58.135,12	USD 34.215,09
	TIR	32,21%	20,98%	29,10%	19,56%	28,47%	19,27%
	Año TIR +	4	6	4	7	5	7
100% Financiado	Utilidad 25 años	USD 11.396,19	USD 5.416,18	USD 28.663,93	USD 13.713,92	USD 45.931,68	USD 22.011,65
	TIR	15,89%	8,62%	13,83%	7,57%	13,42%	7,36%
	Año TIR +	10	10	11	16	11	16
60% Financiado 30% Fondo perdido 10 % Cliente	Utilidad 25 años	USD 12.684,46	USD 6.704,46	USD 32.528,76	USD 17.578,74	USD 52.373,06	USD 28.453,03
	TIR	25,37%	14,60%	22,23%	13,24%	21,61%	12,96%
	Año TIR +	7	11	8	11	8	12

Nota: Elaborada por: (S. Troncoso, 2018)

Con la ayuda de la *Tabla 8.16* se puede identificar la TIR más alta se alcanza cuando la inversión sea realizada 100% por parte del cliente, sin embargo, escoger este escenario como el de mayor aplicabilidad, somete a evaluación la posibilidad de inversión de los dineros necesarios en cada uno de los casos, alcanzando valores hasta de USD 5.200 (5 KWp). Razón por la cual la mejor modalidad de inversión es la 3°, la cual incluye una financiación del 60%, un préstamo a fondo perdido del 30% y una participación del cliente del 10% del valor de la instalación fotovoltaica.

8.2.4. Venta de excedentes de energía en Colombia - Resolución 030 de 2018

En Colombia la Comisión de Regulación de Energía y Gas, a través de la Resolución 030 del 28 de febrero del 2018 regula las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

Esta resolución en el *Título III* referente a la Comercialización de la Energía, a partir del Artículo 15. Alternativas de Comercialización de la Generación Distribuida, establece que: los Generadores Distribuidos podrán vender su generación de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 086 de 1996 o aquellas que la modifican o pueden realizar ventas directas al comercializador integrado con el operador de la red, ya que en este caso el comercializador está obligado a comprarle la energía al Generador Distribuido. Siendo este último el caso, la presente resolución establece el precio de venta de la energía con la siguiente expresión:

$$PVgd_{h,m,n,i,j} = PB_{h,m} + Beneficios$$

$$Beneficios = 0.5 \times P_{n,m-1,i,j}$$

Donde:

$PVgd_{h,m,n,i,j}$: Precio venta de la generación distribuida en la hora h del mes m en el nivel de tensión n al comercializador i en el mercado de comercialización j , en \$/KWh.

$PB_{h,m}$: Precio de bolsa en la hora h del mes m , en \$/KWh, siempre y cuando no supere el precio de escasez ponderado. Cuando el precio de bolsa supere el precio de escasez de activación definido en la Resolución CREG 140 de 2017 o todas aquellas que la modifiquen o sustituyan, será igual al precio de escasez ponderado.

$P_{n,m-1,i,j}$: Es igual al valor de las pérdidas técnicas en el sistema del Operador de Red j acumuladas hasta el nivel de tensión n :

Esta resolución también establece unos escenarios para la entrega de los excedentes de energía generados, en el caso de pequeños generadores que utilicen Fuentes No Convencionales de Energía, estos pueden ser entregados a un comercializador que atienda el mercado regulado, directamente y sin convocatoria pública, sin embargo, debe cumplirse que no haya relación de control entre el comprador y el vendedor. A generadores o comercializadores que destinen esta energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados, caso en el que el precio de venta es pactado libremente. O también al comercializador integrado con el Operador de Red, el cual se encuentra obligado a recibir los excedentes ofrecidos, y en cuyo caso el precio de venta es definido como lo indica el Artículo 17 de la misma resolución.

El Artículo 17, concerniente al Reconocimiento de excedentes de AGPE que utiliza FNCER, indica que, al cierre de cada periodo de facturación, los excedentes se reconocerán como créditos de energía, e incluye la condición de ser liquidados al precio horario de la bolsa de energía correspondiente siempre y cuando se cumpla que los excedentes superen la importación de energía en el periodo de facturación.

Esta resolución indica la manera de calcular el precio de venta del KWh producido en Colombia con el uso de Fuentes No Convencionales de Energía, el cual será igual al precio de la bolsa. Partiendo de lo estipulado por la CREG a través de la Resolución 030 se realiza un promedio del precio del KWh de la bolsa de los últimos cinco años, obtenidos de XM, Compañía de Expertos en Mercados (XM, 2018), especializada en la gestión de sistemas en tiempo real, la cual a través de un aplicativo en línea ofrece la información del precio de la bolsa en Colombia. Esta empresa hace parte del grupo empresarial multilatina ISA (Interconexión Eléctrica S.A.

E.S.P.; con estos datos se estipula el precio inicial del KWh (USD 0,07235) y se proyectó un aumento porcentual del mismo valor que los escenarios estudiados (6,7%) para realizar el análisis de las mismas variables de los anteriores escenarios para indicar su impacto económico en los usuarios que realicen dicha instalación fotovoltaica. El resultado gráficamente puede observarse en la *Figura 8.29*.

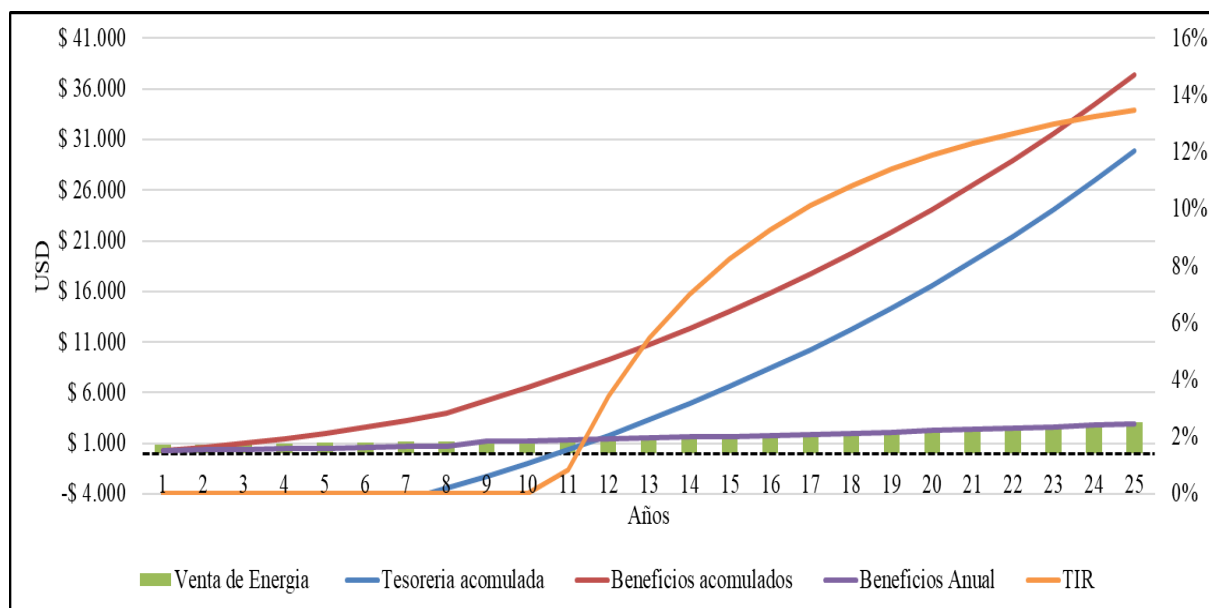


Figura 8.29. Net Metering 5KWp, tercera modalidad económica y precio de bolsa KWh.

Fuente: Elaboración Propia.

La *Figura 8.29* evidencia el comportamiento de la venta de energía a lo largo de los 25 años de la instalación fotovoltaica. Esta venta presenta un aumento a lo largo de los años a pesar de la disminución de la producción de energía y es debido al aumento del precio de venta de esta, la cual se estableció el mismo crecimiento del 6,7% anual. Este comportamiento se manifiesta también en el beneficio anual, el cual tiende al alza y evidencia una acumulación de beneficios a medida que pasa el tiempo, por otro lado, la tesorería acumulada demuestra cómo desde la inversión inicial se alcanza el equilibrio económico a partir de los dineros entrantes productos de la energía vendida menos los costos asociados al funcionamiento del arreglo fotovoltaico.

La TIR en esta modalidad muestra un aumento a partir del décimo primer año, con valor inicial 0,83% y con un valor final de 13,48% el último año. En efectivo traduciría un ingreso al final de los 25 años de USD 29.858,33 - \$89'574.994,22 moneda corriente colombiana.

Para establecer una comparación entre los resultados de los escenarios planteados y lo establecido por la Resolución 030 de 2018 en Colombia, se realiza la *Tabla 8.17*, en la cual se plasman cada uno de los resultados considerados para el análisis.

Tabla 8.17.
Mejor escenario vs Resolución 030

	\$/KWh	
	Comercializador	Bolsa
Precio Inicial KWh	0,11	0,07235
Utilidad 25 años	USD 52.373,06	USD 29.858,33
TIR	21,61%	13,48%
Año TIR +	8	11

Nota: Elaborada por: (S. Troncoso, 2017)

En la *Tabla 8.17* se registran datos calculados de la manera implementada a nivel internacional para la venta de excedentes de energía, mientras que con la aplicación de los parámetros establecidos por la Resolución 030 de 2018 en Colombia, se llevó a cabo el análisis del comportamiento a nivel nacional. Esto entre el mejor escenario propuesto para la implementación, con una instalación de 5 KWp y bajo la modalidad económica de préstamo a fondo perdido, porcentaje financiado y aportes propios del cliente.

La comparación plasmada en la *Tabla 8.17* evidencia que la tasa de retorno a la inversión partiendo del precio establecido según la comercialización del KWh es de 21,61%, mientras que con el precio establecido por a bolsa es de 13,48%, evidenciando la gran diferencia económicamente hablando que se encuentra en el rango de los USD 22.500 al final de los 25 años.

9. Conclusiones

El presente trabajo investigativo buscaba analizar desde las políticas energéticas aplicadas a nivel internacional cual podría tener mayor aplicabilidad y demostrara una alta tasa de retorno a la inversión. Para lo cual se plantearon cuatro objetivos específicos, y a través de su desarrollo se logró identificar y organizar los resultados obtenidos en cada uno, concluyendo que:

Se realizó la caracterización del potencial de generación fotovoltaica, teniendo en cuenta las variables del montaje fotovoltaico, tales como inclinación, horas solar pico, orientación y las condiciones climáticas de la ciudad. La inclinación obtenida del análisis realizado demuestra que el ángulo de inclinación del arreglo fotovoltaico está entre 10° y 15° , sin embargo, se establece óptimo para los arreglos a implementar el ángulo de 12° , inclinación a la cual se obtiene la mayor cantidad de Horas Solar Pico (HSP), con un promedio de 6,832 horas diarias y con respecto a la orientación del arreglo, debido a la ubicación de la ciudad de Barranquilla se realiza hacia el sur. La radiación en la ciudad de Barranquilla demuestra su potencial para la instalación de arreglos fotovoltaicos con valor mensual máximo de $6855,6 \text{ Wh/m}^2$ logrado el mes de enero, y con valores parecidos durante los meses de febrero y marzo, y con valor mínimo de $5287,0 \text{ Wh/m}^2$ del mes de octubre. De esta manera evidencia la gran oportunidad de aprovechamiento solar para la generación de energía.

Además, el estudio climatológico de la ciudad de Barranquilla favorece el desempeño del arreglo fotovoltaico debido a la pequeña variación con respecto a la temperatura óptima de trabajo del panel, siendo solo de 6°C con respecto a la temperatura máxima media, por lo cual las pérdidas por temperatura no son elevadas, alcanzando valor de 2,75%.

El pronóstico de generación de los escenarios planteados demostró que poseen una alta generación de energía a pesar de las pérdidas consideradas y la degradación de los paneles. Esto brinda al usuario dispuesto a realizar instalaciones fotovoltaicas la posibilidad de conocer el potencial energético de la ciudad de Barranquilla y el impacto que se puede llegar a generar su propia energía eléctrica durante 25 años, tiempo establecido como vida útil por el fabricante del panel, ofreciendo un 80% de eficiencia. Teniendo en cuenta esto la generación del primer escenario, 1 KWp, durante el primer año sería de 2.826,16131 KWh y a los 25 años ofrecería 2.260,92905 KWh generada; el segundo escenario, 3 KWp, generando 7.065,40327 KWh el primer año y 5.652,32262 KWh el último año; mientras que el último escenario, 5 KWp, genera 11.304,64523 KWh y 9.043,71618 KWh el último año.

Con base en los análisis y cálculos realizados a lo largo del informe para la caracterización y el pronóstico de la generación fotovoltaica, se concluye que el 3° Escenario (5 KWp) es el mejor, debido a la alta generación de energía eléctrica que puede lograrse, lo cual va de la mano con la posibilidad de cualquier vivienda de más de 5mts X 10mts de instalar los paneles utilizados en este. Omitiendo la diferencia económica que puede existir entre los diferentes estratos de la ciudad (del 1 al 6).

Se realiza la selección de los marcos regulatorios Net Metering y Net Billing (medición neta), para la venta de excedentes de energía generada con paneles fotovoltaicos, debido al alto grado de aplicación de estas políticas a nivel internacional, por favorecer al cliente o usuario que decida realizar el montaje de arreglos fotovoltaicos para la generación de su propia energía y venta a la red. Se realizó la evaluación económica de los marcos seleccionados teniendo en cuenta 3 modalidades de apoyo económico; la primera con una participación del 100 % de fondos propios, la segunda modalidad considera un porcentaje financiado del 100% y la tercera

con participación del 60% entidad bancaria, 30% subvencionado a fondo perdido y un 10% de fondos propios.

Se concluye que el 3° Escenario, bajo el marco regulatorio Net Metering y la tercera modalidad económica (participación 60% financiado por entidad bancaria, 30% con un fondo subvencionado a fondo perdido y un 10% de fondos propios del usuario o cliente) la mejor combinación aplicable a la ciudad de Barranquilla, con resultados de generación en los 25 años de 254.354,51769 KWh, con una utilidad de USD 52.373,06 y una TIR del 21,61% al último año, a pesar de que con la misma generación la primera modalidad (inversión 100% de parte del cliente) ofrece mejores resultados en cuanto a utilidad, USD 58.135,12 y una TIR de 28,47% al último año.

La política Net Metering (USD 52.373,06) es escogida debido a los resultados de utilidad con amplio margen positivo con respecto a los obtenidos en la Net Billing (USD 28.453,03) al cabo de 25 años bajo la misma modalidad económica, tercera modalidad, con una diferencia de USD 23.920,03. Esta puede deberse al costo del KWh para cada marco regulatorio, lo cual hace que el usuario final posea un sistema fotovoltaico que además de brindar energía verde también favorece en gran manera la inversión e instalación de tecnologías fotovoltaicas por la alta Tasa de Retorno a la inversión.

Se seleccionó la tercera modalidad económica considerando las posibilidades económicas de todos los estratos de la ciudad de Barranquilla y la disminución de la incertidumbre en la obtención de retorno a la inversión, además de la posibilidad de disminuir la participación económica directa de los clientes sobre la instalación, la cual considerando el 3° Escenario (5KWp) es de USD 520, frente a una utilidad en los 25 años de USD 52.373,06.

La presente investigación también demuestra que es posible mejorar la confiabilidad de la energía eléctrica al utilizar como alternativa la tecnología verde, en este caso un sistema fotovoltaico que además de brindar ventajas como la estudiada deben incluirse los incentivos mencionados por el Decreto 2143 de 2015, la Ley 1715 de 2014 y el Decreto 1543 de 2017.

Se realizó además un comparativo entre el mejor escenario planteado, análisis llevado a cabo tomando como referencia el plano internacional, y lo planteado por la Resolución 030 de 2018 en Colombia, la cual establece el precio de venta del KWh, dando valor igual al de la bolsa de energía, considerando también la posibilidad de un arreglo del precio si es vendida a clientes no regulados.

Las principales diferencias entre estos dos escenarios es el precio del KWh, establecido según el estudio siguiendo lineamientos internacionales de USD 0,11 y de USD 0,07235 siguiendo el lineamiento nacional colombiano, transcurridos los 25 años de funcionamiento del arreglo fotovoltaico, 21,61% y 13,48% respectivamente, las utilidades registradas para el caso internacional son de USD 52.373,06 mientras que para el caso nacional descienden USD 29.858,33. Demostrando una diferencia de USD 22.514,73, en contraste con una inversión inicial, sin tener en cuenta el préstamo a fondo perdido, de USD 3.640, por tal motivo a pesar de no generar los mismos ingresos sigue siendo un proyecto llamativo para usuarios dispuestos a mejorar su condición de disposición de energía y generar ingresos extras.

9.1. Trabajos futuros

Con el análisis realizado en este trabajo investigativo queda un camino para realizar trabajos futuros como: estudio en otras ciudades de la región caribe colombiana e incluso el país

para poder establecer desde el punto de vista experimental teórico-práctico con ayuda de datos meteorológicos y la información de costos de prestación del servicio y otros factores, el retorno a la inversión y así la factibilidad de proyectos fotovoltaicos para la venta de los excesos de energía eléctrica a nivel de región y a nivel nacional para aumentar el uso de las fuentes renovables y codearse con países más desarrollados que ya se encuentran en etapa de madurez con respecto a estas tecnologías.

Referencias

- Abella, M. A. (2005). *Sistemas fotovoltaicos*. (SAPT de Publicaciones Técnicas, Ed.).
- Agami Reddy, T. (1987). *The Design and Sizing of Active Solar Thermal Systems*. Oxford: Clarendon Press. Retrieved from http://auroenergy.com/wp-content/uploads/2011/12/Reddy_TOC_Design-and-Sizing-Solar-Thermal-systems_secured1.pdf
- Aguilera, J., & Hontoria, L. (2007). *Dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos*. (CIEMAT, Ed.). Madrid - España.
- Alchapar, N. L., Correa, E. N., & Cantón, M. A. (2012). Índice de reflectancia solar de revestimientos verticales: potencial para la mitigación de la isla de calor urbana Solar reflectance index of façade coatings: mitigation potential of urban heat islands. *Ambiente Construido*, 12(3), 107–123. Retrieved from <http://www.scielo.br/pdf/ac/v12n3/v12n3a08.pdf>
- Balbis, M., Tovar, I., & Balaguera, J. (2009). *Energía solar térmica*. (UNICOSTA, Ed.).
- Beach, R. T., & McGuire, P. G. (2013). Evaluating the Benefits and Costs of Net Energy Metering in California, (January).
- Bourges, B. (1979). *Courbes de fréquence cumulées de l'irradiation solaire globale horaire reçue par une surface plane*. Paris.
- Burns, J. E., & Kang, J. S. (2012). Comparative economic analysis of supporting policies for residential solar PV in the United States: Solar Renewable Energy Credit (SREC) potential. *Energy Policy*, 44, 217–225. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.01.045>
- Centro de Estudios en Medio Ambiente y Energías Renovables - CEMAER. (2016). *Boletín de*

- Noticias sobre Energía Solar y Medio Ambiente Costo por Watt de Paneles Solares por País Tipos y ventajas.* Retrieved from <http://www.gstriatum.com/energiasolar/blog/wp-content/uploads/2016/07/boletin-17-16.pdf>
- Collares-Pereira, M., & Rabl, A. (1979). The average distribution of solar radiation-correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values. *Solar Energy*, 22(2), 155–164. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(79\)90100-2](https://doi.org/10.1016/0038-092X(79)90100-2)
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución CREG 085 de 1996 (1996). Colombia. Retrieved from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolución-1996-CRG84-96>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución CREG 086 de 1996, (1996). Colombia. Retrieved from <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolución-1996-CRG86-96>
- Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución CREG 024 de 2015 (2015). Colombia.
- Congreso de la República. Ley 788, Diario Oficial No. 45.046 76 (2002). Colombia. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Congreso de la republica de Colombia. Ley 939 de 2004 (2004). Colombia.
- Congreso de la República de Colombia. Ley 693 de 2001 (2001). Colombia. Retrieved from <http://www.minminas.gov.co/documents/10180//23517//21462-3660.pdf>
- Congreso de la República de Colombia. Ley 1215 de 2008 (2008). Colombia.
- Congreso de la República de Colombia. Ley 1715 (2014). Colombia. Retrieved from http://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY_1715_2014.pdf
- Del Carpio-Huayllas, T. E., Ramos, D. S., & Vasquez-Arnez, R. L. (2012). Feed-in and net metering tariffs: An assessment for their application on microgrid systems. *Proceedings of the 2012 6th IEEE/PES Transmission and Distribution: Latin America Conference and Exposition, T and D-LA 2012*, 900, 1–6. <https://doi.org/10.1109/TDC-LA.2012.6319070>

- Delloso, J. T. (2015). Financial payback of solar PV systems and analysis of the potential impact of net-metering in Butuan City, Philippines. *2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering, IEEEIC 2015 - Conference Proceedings*, 1453–1458. <https://doi.org/10.1109/IEEEIC.2015.7165385>
- Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas. (2018). Índice de Precios al Consumidor - IPC - Base 2008. Retrieved January 15, 2018, from <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/precios-y-costos/indice-de-precios-al-consumidor-ipc>
- Dolar Web. (2018). Dolar Historico del Año 2017 en Colombia. Retrieved January 14, 2018, from <https://dolar.wilkinsonpc.com.co/dolar-historico/dolar-historico-2017.html>
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (1980). *Solar engineering of thermal processes*. (Wiley, Ed.) (Vol 3). New York. Retrieved from <http://www.tdx.cat/bitstream/handle/10803/6839/10Nvm10de17.pdf?sequence=11>
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (1980). *Solutions Manual for Solar Engineering of Thermal Processes*. (U. of W.-M. Solar Energy Laboratory, Ed.). Retrieved from <https://books.google.com.co/books?id=KLphHQAACAAJ&dq=Solar+Engineering+of+Thermal+Processes+1980&hl=es&sa=X&ved=0ahUKEwjdvMTvgKnZAhWEq1MKHY7kAswQ6AEIJTAA>
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (1991). *Solar Engineering of Thermal Processes* (2nd Ed.). Wiley. <https://doi.org/10.1115/1.2930068>
- Dufo-López, R., & Bernal-Agustín, J. L. (2015). A comparative assessment of net metering and net billing policies. Study cases for Spain. *Energy*, 84, 684–694. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.03.031>

- Dusonchet, L., & Telaretti, E. (2010a). Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in eastern European Union countries. *Energy Policy*, 38(8), 4011–4020. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.03.025>
- Dusonchet, L., & Telaretti, E. (2010b). Economic analysis of different supporting policies for the production of electrical energy by solar photovoltaics in western European Union countries. *Energy Policy*, 38(7), 3297–3308. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.01.053>
- Dutta, S., Ghosh, D., & Mohanta, D. K. (2016). Optimum solar panel rating for net energy metering environment. In *International Conference on Electrical, Electronics, and Optimization Techniques, ICEEOT 2016* (pp. 2900–2904). <https://doi.org/10.1109/ICEEOT.2016.7755229>
- Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. (2018). Tarifas y Subsidios. Retrieved January 15, 2018, from <http://www.electrificaribe.co/tu-energia/#2017>
- Enríquez, G. (2012). *Instalaciones eléctricas domésticas convencionales y solares fotovoltaicas*. (N. Editores, Ed.) (Limusa 201, Vol. 1). México.
- Fernández, A. (2014). *Design of a Photovoltaic installation for the power supply of a control tower*. Universidad de Cantabria.
- Georgitsioti, T., Pearsall, N., & Forbes, I. (2014). Simplified levelised cost of the domestic photovoltaic energy in the UK: the importance of the feed-in tariff scheme. *IET Renewable Power Generation*, 8(5), 451–458. <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2013.0241>
- Gómez Blanch, G. (2013). *Replanteo de instalaciones solares térmicas*. (Paraninfo, Ed.). Madrid - España: Paraninfo.
- González, C. A. (2012). *Análisis del Balance Neto Fotovoltaico*.
- Green, M. A., Emery, K., Hishikawa, Y., Warta, W., & Dunlop, E. D. (2015). Solar cell efficiency tables (Version 45). *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 23(1), 1–9.

<https://doi.org/10.1002/pip.2573>

Grupo de Coordinación de SGR. (2015). *Instalación y operación celdas fotovoltaicas Zonas no Internconectadas*.

Grupo NAP. (2013). *ENERGIA SOLAR*. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

Gueymard, C. A. (2004). The sun's total and spectral irradiance for solar energy applications and solar radiation models. *Solar Energy*, 76(4), 423–453. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2003.08.039>

Hughes, L., & Bell, J. (2006). Compensating customer-generators: a taxonomy describing methods of compensating customer-generators for electricity supplied to the grid. *Energy Policy*, 34(13), 1532–1539. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.11.002>

Iqbal, M. (1983). *An introduction to solar radiation*. Toronto;;New York: Academic Press. Retrieved from <http://www.worldcat.org/title/introduction-to-solar-radiation/oclc/9281175>

Klein, S. A. (1977). Calculation of monthly average insolation on tilted surfaces. *Solar Energy*, 19(4), 325–329. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(77\)90001-9](https://doi.org/10.1016/0038-092X(77)90001-9)

Komor, P. (2004). *Renewable energy policy*. (iUniverse Inc, Ed.). New York, Estados Unidos: Diebold Institute. Retrieved from <http://books.google.com/books?hl=ar&lr=&id=CnHnsUBCgSUC&oi=fnd&pg=PA1&dq=why+renewable+energy&ots=nT65M973BZ&sig=J1tYqptgyDCUFT58vnIEC-HHeCw>

Ladino Peralta, R. E. (2011). La energía solar fotovoltaica como factor de desarrollo en zonas rurales de Colombia. Caso: vereda Carupana, municipio de Tauramena, departamento de Casanare, 1–136. Retrieved from <http://repository.javeriana.edu.co/bitstream/10554/1085/1/LadinoPeraltaRafaelEduardo2010.pdf>

- Liu, B., & Jordan, R. C. (1962). Daily insolation on surfaces tilted toward the equator. *ASHRAE Journal*, 3(67), 526–541.
- Liu, B. Y. H., & Jordan, R. C. (1960). The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. *Solar Energy*, 4(3), 1–19. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(60\)90062-1](https://doi.org/10.1016/0038-092X(60)90062-1)
- Lorenzo, E. (2005). Energy Collected and Delivered by PV Modules. In *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering* (pp. 905–970). Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd. <https://doi.org/10.1002/0470014008.ch20>
- Ministerio de Minas y Energía. Decreto 2469 (2014). Colombia. Retrieved from <https://www.minminas.gov.co/documents/10180//23517//36864-Decreto-2469-02Dic2014.pdf>
- Ministerio de Minas y Energía. Decreto 2492 (2014). Colombia.
- Ministerio de Minas y Energía. Decreto 1623 (2015). Colombia.
- Ministerio de Minas y Energía. Decreto 2143 (2015). Colombia. Retrieved from [http://wp.presidencia.gov.co/sitios/normativa/decretos/2015/Decretos2015/DECRETO 2143 DEL 04 DE NOVIEMBRE DE 2015.pdf](http://wp.presidencia.gov.co/sitios/normativa/decretos/2015/Decretos2015/DECRETO%202143%20DEL%2004%20DE%20NOVIEMBRE%20DE%202015.pdf)
- Ministerio de Minas y Energía. Decreto 1543 De Septiembre De 2017 (2017). Colombia.
- Ministerio de Minas y Energía. Decreto Número 348 de 1 Mar 2017, Pub. L. No. 348 (2017). Colombia.
- Ministerio de Minas y Energía. (2017c). *Manual Operativo. Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía - FENOGE* (Versión 1). Bogotá, Colombia.
- Modi, V., & Sukhatme, S. P. (1979). Estimation of daily total and diffuse insolation in India from weather data. *Solar Energy*, 22(5), 407–411. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(79\)90169-5](https://doi.org/10.1016/0038-092X(79)90169-5)

- Nakata, Y. (2012). Impact of feed-in tariff policy on global photovoltaic business: Expected solar cell for reconstruction after Great East Japan Earthquake. ... (*PICMET*), *2012 Proceedings of PICMET'12*., 3017–3023. Retrieved from http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6304318
- Nikolaidis, A. I., & Charalambous, C. A. (2016). A critical analysis of the net metering practice in Cyprus. In *2016 IEEE International Energy Conference, ENERGYCON 2016* (p. 6). <https://doi.org/10.1109/ENERGYCON.2016.7513955>
- Ormaechea Ballesteros, C. (2012). *Análisis Comparativo de Inversores Fotovoltaicos de Conexión a Red con Potencial Igual o Superior a 100 kW*. Universidad Carlos III de Madrid.
- Ortiz, J. D. (2013). Viabilidad técnico-económica de un sistema fotovoltaico de pequeña escala. *Revista Visión Electrónica*, 1, 103–117.
- Page, J. (1961). The estimation of monthly mean values of daily total short-wave radiation on vertical and inclined surfaces from sunshine records for latitudes 40°N-40°S. In *UN Conference on New Energy Sources, paper No. s98* (pp. 378–390).
- Pareja A., M. (2010). *Energía Solar Fotovoltaica* (marcombo e).
- Perez, R., Aguiar, R., Collares-Pereira, M., Diumartier, D., Estrada-Cajigal, V., Gueymard, C., ... Zelenka, A. (2001). *Solar Resource Assessment*. (G. J., Ed.). London.
- Piriz, I. Y. (2013). *Energía solar térmica y fotovoltaica aislada para pequeñas comunidades en Perú*. Escola de Camins. Escola Tecnica Superior d'Enginyeria de Camins, Canals i Ports. UPC BARCELONATECH.
- REN 21. (2016). *Energías renovables 2016. Reporte de la situación mundial*.
- Restrepo, M. (2013). *Diseño de Sistemas Fotovoltaicos Asistidos por Computador*. Universidad Tecnológica de Pereira. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>

- Rey López, J. M., & Vergara Barrios, P. P. (2012). *Diseño de una microrred de baja tensión para el laboratorio de integración energética del Parque Tecnológico de Guatiguará*.
<https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Rodríguez, M., & Navarro, M. (2014). *Diseño de un sistema de generación de energía híbrido solar-eólico con conexión a red para el laboratorio de fuentes renovables de energía de la Universidad de la Costa*. Universidad de la Costa.
- Sail & Trip. (2018). Declinación Magnética. Retrieved from <http://sailandtrip.com/declinacion-magnetica/>
- Sajjad, I. A., Manganelli, M., Martirano, L., Napoli, R., Chicco, G., & Parise, G. (2015). Net metering benefits for residential buildings: A case study in Italy. *2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, 1647–1652.
<https://doi.org/10.1109/EEEIC.2015.7165419>
- Shivalkar, R. S., Jadhav, H. T., & Deo, P. (2015). Feasibility Study for the Net Metering Implementation Energy Consumers. In *2015 International Conference on Circuit, Power and Computing Technologies [ICCPCT]* (p. 6).
- Sogukpinar, H., Bozkurt, I., & Cag, S. (2016). Experimental and Numerical Analysis of Solar Potential and Feed in Tariff in Turkey. In *2016 IEEE International Conference on Power and Renewable Energy Experimental* (pp. 594–597).
- SunFields Europe. (2017). Energía Fotovoltaica – Radiación, Geometría, Recorrido óptico, Irradiancia y HSP. Retrieved December 1, 2018, from <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/energia-fotovoltaica-radiacion-geometria-recorrido-optico-irradiancia-y-hsp/>
- Unidad de Planeación Minero Energética. Resolución 281 de 2015 (2015). Colombia.

Unidad de Planeación Minero Energetica (UPME). Resolución 045 (2016). Colombia.

Unidad de planeación Minero Energética (UPME). Resolución 143 de 2016 (2016). Colombia.

Ur Rehman, W., Sajjad, I. A., Malik, T. N., Martirano, L., & Manganelli, M. (2017). Economic analysis of net metering regulations for residential consumers in Pakistan. *Conference Proceedings - 2017 17th IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 1st IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC / I and CPS Europe 2017*. <https://doi.org/10.1109/IEEEIC.2017.7977733>

Vieira, D., Shayani, R. A., & De Oliveira, M. A. G. (2016). Net metering in Brazil: Regulation, opportunities and challenges. *IEEE Latin America Transactions*, 14(8), 3687–3694. <https://doi.org/10.1109/TLA.2016.7786351>

Wiser, R., Barbose, G., & Holt, E. (2011). Supporting solar power in renewables portfolio standards: Experience from the United States. *Energy Policy*, 39(7), 3894–3905. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.11.025>

XM. (2018). Histórico Transacciones y Precio. Retrieved April 15, 2018, from <http://informacioninteligente10.xm.com.co/transacciones/Paginas/HistoricoTransacciones.aspx>

Yamaya, H., Ohigashi, T., Matsukawa, H., Kaizuka, I., & Ikki, O. (2014). Feed-in tariff program and its impact on PV market in Japan. In *2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2014* (pp. 910–913). <https://doi.org/10.1109/PVSC.2014.6925061>

Zhou, N., Liu, N., & Zhang, J. (2016). Multi-scenarios PV-based microgrids investment decision considering feed-in-tariff regulation. *Proceedings of the 2016 IEEE 11th Conference on Industrial Electronics and Applications, ICIEA 2016*, 2311–2316. <https://doi.org/10.1109/ICIEA.2016.7603977>

ANEXOS

Anexo 1.

Datasheet Panel Solar Up Solar UP-M320P (320W – 24 V)



6" Polycrystalline PV module 72 cells

- Flexible Production***
- High Quality Bill of Materials**
- Reinforced Module Warranty**
- Reinforced Structure (thicker glass, stronger frame)**
- Ideal for ground mounted systems**
- Salt Mist and Ammonia Resistant**
- PID resistance verified by 3rd party labs**

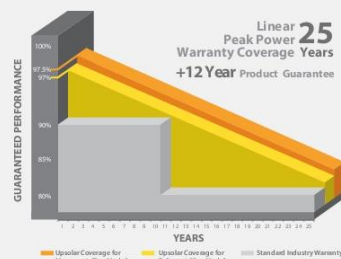


Secure Investment

Upsolar provides exceptional product coverage for all modules to ensure our customers achieve superior long-term value from their solar installations. To further improve our product warranty, which covers unanticipated module damage, we've recently expanded our terms from a 10-year period to a 12-year period.

In addition, Upsolar offers a 25-year performance guarantee known as the Linear Module Warranty. Whereas traditional policies feature a single trigger point leading to drastic coverage reductions after just 10 years, Upsolar's coverage more accurately corresponds to system performance, providing coverage for over 25 years.

Third-party insurance plans are also available on a case-by-case basis. Overall, our goal is to deliver not only top-notch modules, but also peace of mind, for decades to come.



*Upsolar has expanded its manufacturing operations in Asia, Europe and North America, keeping its modules duty-free in the event of new CVD or AD policies. Please ask about pricing, payment terms and conditions to meet your needs.

Electrical Characteristics @ STC*

MODEL	UP-M305P	UP-M310P	UP-M315P	UP-M320P	UP-M325P
Max Power Pm (Wp)	305	310	315	320	325
Max Power Voltage Vm (V)	36.1	36.3	36.5	36.7	36.9
Max Power Current Im (A)	8.45	8.54	8.63	8.72	8.81
Open-Circuit Voltage Voc (V)	45.8	46.0	46.2	46.4	46.6
Short-Circuit Current Isc (A)	8.74	8.82	8.90	8.98	9.06
Module Efficiency	15.70%	16.0%	16.2%	16.5%	16.7%
Maximum System Voltage [V]	1000(IEC)/1000(UL)				
Power Tolerance	0/+3%				
Series Fuse Rating (A)	20A				

*STC: Irradiance 1000 W/m², Module temperature 25°C, AM=1.5

Components & Mechanical Data

Front Glass	High Transparency Tempered Glass 0.157" // 4.0 mm
Junction Box	IP 65 or above
Bypass Diode	3 diodes
Output Cables	1.0 m // IEC, UL approved (4 mm ² , 12AWG) (PV Wire Type)
Connectors	MC4 compatible (IP67, IEC and UL approved)
Frame	Anodized aluminium alloy type 6063-T5
Encapsulation Material	EVA (0.018" // 0.45 mm ± 0.001" // 0.03 mm thickness)
Back Sheet	White multilayer polymer film
Temperature Range	-40°F to +194°F // -40°C to +90°C
Max Load	75 lbs / ft ² (UL Standard) // 5400 Pa (IEC Standards)
Impact Resistance	Steel ball - 1.18 lbs // 535 g dropped from 51" // 1.3 m high

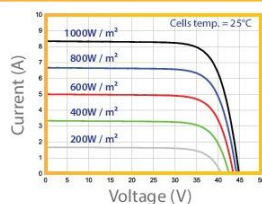
Specifications

Cells	Polycrystalline silicon solar cells 6" x 6" // 156 mm x 156 mm
Number of Cells	72 (6 x 12)
Dimensions (in // mm)	77.01 x 39.06 x 1.57 // 1956 x 992 x 40
Weight (lb // kg)	58.4 // 26.5

Temperature Coefficients

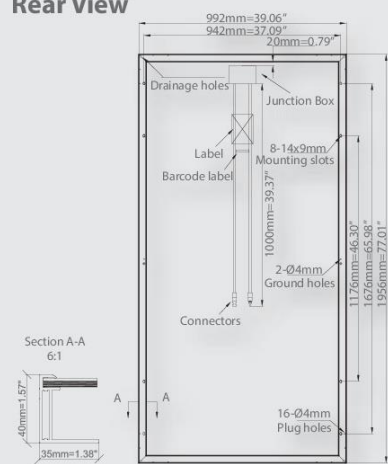
NOCT (°C)	45 ± 2
Temperature Coefficients of Isc (% / °C)	0.05 ± 0.01
Temperature Coefficients of Voc (% / °C)	-0.30 ± 0.02
Temperature Coefficients of Im (% / °C)	-0.02 ± 0.02
Temperature Coefficients of Vm (% / °C)	-0.42 ± 0.03
Temperature Coefficients of Pm (% / °C)	-0.43 ± 0.05

IV Curves



■ Deviation of Vm (V), Im (A), Voc (V) and Isc (A) of ±2.5%

Rear View



Options Available

SolarEdge Integrated

Tigo Integrated

UP-EN-EU-012016-V1

Upsolar is not responsible for damages caused by errors or omissions on this data sheet.
All information is subject to change without notice.

Delivering safe solar



Anexo 2.**Datasheet de Inversor *Infinisolar*.****On-Grid Inverter with Energy Storage****InfiniSolar: On-Grid Inverter with Energy Storage****Innovative and Cost-effective Power Solution**

- Pure sine wave output
- Self-consumption and Feed-in to the grid
- Programmable supply priority for PV, Battery or Grid
- User-adjustable battery charging current suits different types of batteries
- Programmable multiple operation modes: Grid-tie, off-grid and grid-tie with backup
- Built-in timer for various mode of on/off operation
- Multiple communication for USB, RS-232, Modbus and SNMP
- Monitoring software for real-time status display and control
- Parallel operation up to 6 units for 5KW and 10KW

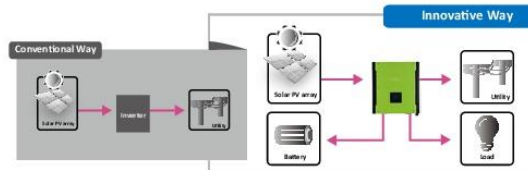
ON-GRID INVERTER WITH ENERGY STORAGE

InfiniSolar is a flexible and intelligent hybrid inverter which utilizes solar power, AC utility, and battery power source to supply continuous power. It's a simple and smart solar power storage system for home users to either store energy into a battery and wait for night-time usage or use for self-consumption first depending on demands. Priority for power source can be programmed and set up through smart software. During night time or power failure, it will automatically extract power from the battery. In this way, it will reduce dependence on the utility.



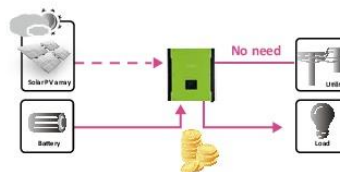
■ **Feed-in is not only choice**

In comparison with conventional grid-tie inverter, InfiniSolar is able to not only feed-in power to the grid but also store solar power to the battery for future usage and directly power to the loads.



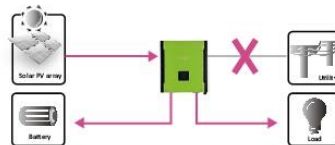
■ **Save money by discharging battery for self-consumption first**

InfiniSolar can save money by using battery energy first when PV energy is low. Until battery energy is low, InfiniSolar will extract AC power from the grid.



■ **Power backup when AC failed**

InfiniSolar can operate as an off-grid inverter to provide continuous power even without the grid. It's a perfect power solution for remote regions or temporary AC power source such as camping or night market.



On-Grid Inverter with Energy Storage

On-Grid Inverter with Energy Storage

InfiniSolar On-grid Inverter with Energy Storage Selection Guide

MODEL	InfiniSolar 2KW	InfiniSolar Plus 3KW	InfiniSolar Plus 5KW	InfiniSolar 3P 10KW
PHASE	1-phase in / 1-phase out			3-phase in / 3-phase out
MAXIMUM PV INPUT POWER	2250 W	4500 W	10000 W	14850 W
RATED OUTPUT POWER	2000 W	3000 W	5000 W	10000 W
MAXIMUM CHARGING POWER	1200 W		4800 W	9600 W
GRID-TIE OPERATION				
PV INPUT (DC)				
Nominal DC Voltage / Maximum DC Voltage	300 VDC / 350 VDC	360 VDC / 500 VDC	720 VDC / 900 VDC	720 VDC / 900 VDC
Start-up Voltage / Initial Feeding Voltage	80 VDC / 120 VDC	116 VDC / 150 VDC	225 VDC / 250 VDC	320 VDC / 350 VDC
MPP Voltage Range	120 VDC ~ 320 VDC	250 VDC ~ 450 VDC	250 VDC ~ 850 VDC	400 VDC ~ 800 VDC
Number of MPP Trackers / Maximum Input Current	1 / 1 x 15 A	1 / 1 x 18 A	2 / 2 x 10 A	2 / 2 x 18.6A
GRID OUTPUT (AC)				
Nominal Output Voltage	101/110/120/127 VAC	208/220/230/240 VAC		230 VAC (P-N) / 400 VAC (P-P)
Output Voltage Range	88 - 127 VAC*	184 - 265 VAC*		184 - 265 VAC* per phase
Nominal Output Current	18 A	13 A	21 A	14.5A per phase
Power Factor	> 0.99			
EFFICIENCY				
Maximum Conversion Efficiency (DC/AC)	95%	96%		
European Efficiency@ Vnominal	94%	95%		
OFF-GRID OPERATION				
AC INPUT				
AC Start-up Voltage/Auto Restart Voltage	60 - 70 VAC / 85 VAC	120 - 140 VAC / 180 VAC		120 - 140 VAC per phase / 180 VAC per phase
Acceptable Input Voltage Range	80 - 130 VAC	170 - 280 VAC		170 - 280 VAC per phase
Maximum AC Input Current	30 A		40 A	
PV INPUT (DC)				
Maximum DC Voltage	350 VDC	500 VDC	900 VDC	900 VDC
MPP Voltage Range	150 VDC ~ 320 VDC	250 VDC ~ 450 VDC	250 VDC ~ 850 VDC	400 VDC ~ 800 VDC
Number of MPP Trackers / Maximum Input Current	1 / 1 x 15 A	1 / 1 x 18 A	2 / 2 x 10A	2 / 2 x 18.6A
BATTERY MODE OUTPUT (AC)				
Nominal Output Voltage	101/110/120/127 VAC	202/208/220/230/240 VAC	202/208/220/230/240 VAC	230 VAC (P-N) / 400 VAC (P-P)
Output Waveform	Pure Sinewave			
Efficiency (DC to AC)	90%	93%	91%	
HYBRID OPERATION				
PV INPUT (DC)				
Nominal DC Voltage / Maximum DC Voltage	300 VDC / 350 VDC	360 VDC / 500 VDC	720 VDC / 900 VDC	720 VDC / 900 VDC
Start-up Voltage / Initial Feeding Voltage	80 VDC / 120 VDC	116 VDC / 150 VDC	225 VDC / 250 VDC	320 VDC / 350 VDC
MPP Voltage Range	150 VDC ~ 320 VDC	250 VDC ~ 450 VDC	250 VDC ~ 850 VDC	400 VDC ~ 800 VDC
Number of MPP Trackers / Maximum Input Current	1 / 1 x 15 A	1 / 1 x 18 A	2 / 2 x 10A	2 / 2 x 18.6A
GRID OUTPUT (AC)				
Nominal Output Voltage	101/110/120/127 VAC	202/208/220/230/240 VAC	202/208/220/230/240 VAC	230 VAC (P-N) / 400 VAC (P-P)
Output Voltage Range	88-127 VAC*	184 - 264.5 VAC*		184 - 264.5 VAC* per phase
Nominal Output Current	18 A	13 A	21 A	14.5 A per phase
AC INPUT				
AC Start-up Voltage / Auto Restart Voltage	60 - 70 VAC / 85 VAC	120 - 140 VAC / 180 VAC		120 - 140 VAC per phase / 180 VAC per phase
Acceptable Input Voltage Range	80 - 130 VAC	170 - 280 VAC		170 - 280 VAC per phase
Maximum AC Input Current	30 A		40 A	
BATTERY MODE OUTPUT (AC)				
Nominal Output Voltage	101/110/120/127 VAC	202/208/220/230/240 VAC	202/208/220/230/240 VAC	230 VAC (P-N) / 400 VAC (P-P)
Efficiency (DC to AC)	90%	93%	91%	
BATTERY & CHARGER				
Nominal DC Voltage	48 VDC			
Maximum Charging Current	Default 25A, 5A - 25A (Adjustable)		Default 60A, 5A - 100A (Adjustable)	Default 60A, 10A - 200A (Adjustable)
GENERAL				
PHYSICAL				
Dimension, D X W X H (mm)	107 x 438 x 480		204.2 x 460 x 600	167.5 x 500 x 622
Net Weight (kgs)	15.5		29	45
INTERFACE				
Communication Port	RS-232/USB		RS-232/USB and CAN Interface	
Intelligent Slot	Optional SNMP, Modbus and AS-400 cards available			
ENVIRONMENT				
Humidity	0 ~ 90% RH (No condensing)			
Operating Temperature	0 to 40°C		-10 to 55°C	
Altitude	0 ~ 1000 m**			

*These figures may vary depending on different AC voltage and country requirements.
 **Power derating 1% every 100 m when altitude is over 1000m.
 Product specifications are subject to change without further notice.

CE VDE-AR-N 4105
 VDE 0126-1-1
 AS4777, AS/NZS 5100, NRS-097-2-1 (only for InfiniSolar Plus 3KW)